

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ  
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

УДК 517.97

*Тимофеев Сергей Александрович*

## **Измерение количества растворенного газа в нефти**

*Направление «Физика» (03.04.02) – «Техническая физика в нефтегазовых  
технологиях»*

Магистерская диссертация  
на соискание академической степени магистр

Научный руководитель:  
Никулин Сергей Геннадьевич

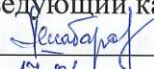
Нормоконтроль  
Никулин Сергей Геннадьевич

Тюмень 2016

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ  
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
направление «ФИЗИКА: ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИЗИКА В НЕФТЕГАЗОВЫХ  
ТЕХНОЛОГИЯХ»

КАФЕДРА МЕХАНИКИ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ

Допущено к защите в ГЭК  
Заведующий кафедрой ММС  
 А.Б. Шабаров  
17.06/ 2016 года

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ  
«Измерение количества растворенного газа в нефти»

Выполнил:  
студент 2 курса гр. 39мФ146  
Тимофеев С.А.

Научный руководитель:  
Никулин С.Г.

Нормоконтроль пройден:  
Никулин С.Г.

  
(подпись)

  
(подпись)

  
(подпись)

Тюмень 2016

## АННОТАЦИЯ

к магистерской диссертации на тему: «Измерение количества растворенного газа в нефти»

Магистерская диссертация выполнена Тимофеевым Сергеем Александровичем студентом второго курса магистратуры группы 39мФ146 направления: «Физика» (03.04.02) – «Техническая физика в нефтегазовых технологиях» кафедры механики многофазных систем, Физико-технического института, Тюменского государственного университета.

Диссертационная работа состоит из введения, шести глав и заключения, списка использованной литературы из 44 наименований. Диссертационная работа содержит 66 стр., в том числе: 57 стр. основного текста, 11 таблиц и 26 рисунков.

Целью диссертационной работы является создание метода для измерения количества растворенного в нефти газа посредством определения массы.

Задачами диссертационного исследования являются:

1. Проведение анализа существующих методик определения количества растворенного газа в нефти.
2. Создание установки для опробования метода измерения.
3. Формирование бюджета неопределенности при использовании методик отбора части потока.

В первой и второй главах диссертационной работы проводился анализ научно-технической литературы по влиянию наличия содержания растворенного газа в нефти на работу технологических аппаратов и свойства нефти, а так же по методам определения растворенного газа в нефти. Он подтверждает важность и необходимость определения количества растворенного газа в нефти.

Третья и четвертая главы диссертационной работы включают в себя физические основы методов измерения количества растворенного газа в нефти, а также предложена новая принципиальная схема установки для измерения содержания растворенного газа в нефти.

Представлен метод для измерения количества растворенного в нефти газа посредством определения массы.

В пятой главе научной работы описан порядок проведения эксперимента на созданной установке для опробывания метода измерения количества растворенного в нефти газа.

Шестая глава включает в себя экспериментальные данные, обработку результатов и анализ погрешностей. Эксперимент проводился на эталонных смесях тяжелой обезгаженной нефти с пропан-бутановой смесью газов.

Определено, что с помощью предложенного метода можно полностью выделить растворенный газ из нефти.

Установлено, что погрешность измерения массы нефти после разгазирования не превышает 0,25%. Установлено, что погрешность тем меньше, чем больше объем камеры для жидкой фазы по сравнению с объемом камеры для газовой фазы.

Предварительный анализ измерения погрешностей дал результаты для создания установки определяющей массу нефти без растворенного газа.

Для более полного анализа погрешности необходимо провести измерения количества растворенного газа в нефти на смесях с различными составами газов.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. ВЛИЯНИЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА НА РАБОТУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И СВОЙСТВА НЕФТИ.....	10
1.1. Влияние наличия растворенного газа в нефти на измерение дебита. ....	10
1.2. Кавитация .....	19
1.3. Влияние наличия растворенного газа на свойства нефти .....	22
2. ОБЗОР МЕТОДИК ОПЕРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА В НЕФТИ, ПРИВЕДЕННЫХ В НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ И НОРМАТИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЕ .....	28
2.1. Определение давления насыщенных паров методом Рейда .....	28
2.2. Измерение количества растворенного газа на установках АЛП-01ДП и УОСГ-1РГ .....	31
2.3. Определение коэффициента, учитывающего наличие растворенного газа в нефти (Приказ Минэнерго России от 15.08.2014 N 530) .....	34
3. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ.....	37
3.1. Состав нефти .....	37
3.2. Растворимость газов в нефти.....	39
3.3. Модели описания нефти и уравнение состояния .....	41
4. ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА В НЕФТИ.....	44
5. ОПИСАНИЕ ЭКСПЕРЕМЕНТА ДЛЯ ОПРОБОВАНИЯ МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА В НЕФТИ.....	48
5.1. Подготовительные работы.....	48
5.2. Проведение эксперимента.....	49

6. ПОЛУЧЕННЫЕ ЭКСПЕРЕМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ И ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ.....	53
6.1. Экспериментальные данные .....	53
6.2. Обработка полученных результатов .....	56
6.3. Анализ результатов и оценка погрешностей .....	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	62
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	63

## ВВЕДЕНИЕ

Растворенный газ всегда содержится в добываемой нефти. Чем выше давление и ниже температура в технологическом аппарате, тем больше газа остается в нефти после сепарации.

Содержание растворенного газа в нефти практически не влияет на работу счетчиков, но, как правило, способствует завышению результатов измерения дебитов по нефти и занижению результатов измерений по газу, в связи с этим, необходимо вводить коррекцию на его содержание в результаты измерений по массе нефти и объему газа. При контроле дебита нефти сепарационным методом необходимо вводить поправки в массу нефти и в объем выделившегося газа на остаточный растворенный газ. Также наличие в нефти растворенного газа влияет на образование паровых пробок при транспортировке нефти и ее пожаровзрывоопасность. Кроме того, присутствующие в нефти легкие углеводороды и растворенные газы нарушают работу насосов, рассчитанных на определенную вязкость и непрерывистость перекачиваемой жидкости (пузырьки газа разрушают вращающиеся с большой скоростью лопасти насоса).

Исследования, проведенные в ОАО "Оренбургнефть", в частности, показали: при среднем газовом факторе по Давыдовскому месторождению  $357 \text{ м}^3/\text{т}$  объемная доля остаточного растворенного газа после сепарации при давлении 4 МПа составляет 38 %, а по Зайкинскому месторождению при среднем газовом факторе  $351 \text{ м}^3/\text{т}$  объемная доля остаточного растворенного газа после сепарации при давлении 2 МПа составляет 18 %. При средней плотности растворенного газа  $1,5 \text{ кг/м}^3$  каждая тонна Давыдовской нефти после сепарации на АГЗУ при давлении 4 МПа, содержит 26 % по массе растворенного газа, а каждая тонна Зайкинской нефти после сепарации, при давлении 2 МПа, содержит 9,8 % по массе растворенного газа. В зависимости от типа нефти, величины газового фактора и условий сепарации на АГЗУ содержание остаточного растворенного газа и его влияние на точность измерения дебитов скважин будет различным. [1]

Измерение коэффициента растворенного газа осуществляется по показателю «Давление насыщенных паров», развиваемому парами нефти, находящимися в термодинамическом равновесии при температуре 100 F (37,8 °C). Определение производится по ГОСТ 1756. Также измерения растворенного газа могут производиться на потоке по МИ 3035-2007 с применением прибора УОСГ-1РГ. В этом случае погрешность составляет  $\pm 0,25 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Если измерять в лабораторных условиях по МИ 2575-2000 с применением прибора АЛП-01ДП, то погрешность измерения не более  $\pm 0,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Следует отметить, что при измерении дебитов осуществлять постоянный контроль за содержанием растворенного газа с использованием отмеченных выше методик практически невозможно из-за высокой трудоемкости процессов. Для решения данного вопроса разработана методика измерения «Нефть. Количество газа, выделяющегося при различных давлениях и температурах». Она базируется на применении прибора АЛП-1РГ и позволяет получать зависимость остаточного растворенного газа от давления и температуры сепарации в измерительной установке. Имеющуюся зависимость можно вносить в память контролера измерительной установки и при измерении дебитов скважин производить автоматически коррекцию в показания нефтяных и газовых счетчиков на содержание в нефти растворенного газа.

Целью данной работы является создание метода для измерения количества растворенного в нефти газа посредством определения массы. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- Проведение анализа существующих методик определения количества растворенного газа в нефти.
- Создание установки для опробования метода измерения.
- Получение экспериментальных данных и проведение предварительного анализа погрешностей метода.

#### **Апробация работы**

Результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах:



- 67-й студенческой научной конференции «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника», г. Тюмень, 2016 г.;
- IX школе-семинаре молодых ученых «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника, инновационные технологии», г. Тюмень, 2016 г.

### **Публикации**

По теме диссертации опубликована научная статья в сборнике статей IX школы-семинара молодых ученых «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника, инновационные технологии», г. Тюмень, 2016 г.

### **Соответствие научной специальности**

Диссертация соответствует специальности 03.04.02 «Физика».

### **Структура и объем**

Диссертационная работа состоит из введения, шести глав и выводов, списка использованной литературы из 44 наименований. Диссертационная работа содержит 66 стр., в том числе: 57 стр. основного текста, 11 таблиц и 26 рисунков.

## 1. ВЛИЯНИЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА НА РАБОТУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И СВОЙСТВА НЕФТИ

### 1.1. Влияние наличия растворенного газа в нефти на измерение дебита.

Недра, в соответствии с Федеральным законом, являются государственной собственностью, и государство заинтересовано в том, чтобы иметь достоверную информацию об извлекаемой из недр нефти [24].

Нынешняя ситуация такова, что государственные органы имеют информацию только о нефти, прошедшей через коммерческие узлы учета, с учетом потерь, рассчитанных по утвержденным нормативам.

На основании этой информации происходят расчеты недропользователей с государством (при сдаче в систему «Транснефти» или же при отгрузке ее автотранспортом или железнодорожным транспортом).

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) рассчитывается по количеству измеренной нефти на коммерческом узле.

Как известно, расстояние от места извлечения углеводородов – скважины – до узла коммерческого учета составляет зачастую десятки километров, и на всей этой цепочке неизбежны потери и возможны хищения. Применение же устаревшего метрологического и измерительного оборудования увеличивает эти потери еще на 5-7%.

По оценке Агентства по техническому регулированию и стандартизации РФ общие потери превышают 10-12% (по данным из записки руководителя Ростехрегулирования Г.И. Элькина на имя И.И.Сечина).

Поэтому актуальной является проблема совершенствования системы учета углеводородов и создания Государственной информационной системы учета.

Учет углеводородов на всех стадиях добычи, нефтепромыслового транспорта, подготовки нефти и сдачи ее транспортным организациям позволит существенно сокращать технологические потери, предотвращать несанкционированные врезки в трубопроводы, быстро обнаруживать аварии и порывы в технологии, локализовать и устранять разливы нефти [1, 40].

Нормативно-правовая база обеспечения измерений количества продукции в отрасли включает в себя ряд федеральных законов («О недрах», «Об обеспечении единства измерений», «О техническом регулировании»), постановлений Правительства («Об утверждении правил учета нефти», «Об эталонах единиц величин...», «О перечне средств измерений...»), а также приказ Минэнерго «Об утверждении Правил учета газа» [24-26, 32, 34-36].

Согласно постановлению Правительства РФ от 16.05.2014 N 451 "Об утверждении Правил учета нефти" [34] Дебит  $i$ -й скважины месторождения (участка недр) по массе нетто нефти в  $j$ -й период измерения в течение отчетного периода с применением косвенных методов измерений определяется по объему нефти ( $Q_{\text{неф}i}^j$ ) – по формуле (1):

$$Q_{\text{неф}i}^j = Q_{\text{жид}i}^j \times [1 - W_{Qi}^j] \times K_{\text{сг}i}^j \times K_{\text{рг}i}^j, \quad (1)$$

где:

$Q_{\text{жид}i}^j$  – дебит  $i$ -й скважины по нефтегазоводяной смеси в  $j$ -й период измерения (куб. м в сутки);

$W_{Qi}^j$  – объемная доля балласта в нефти, добытой из  $i$ -й скважины в  $j$ -й период измерения в течение отчетного периода, определяемая на основании состава нефтегазоводяной смеси (долей);

$K_{\text{сг}i}^j$ ,  $K_{\text{рг}i}^j$  – коэффициенты, учитывающие наличие свободного и растворенного газа в нефти  $i$ -й скважины в  $j$ -й период измерения в течение отчетного периода, определяемые в порядке, установленном Министерством энергетики Российской Федерации, исходя из состава нефтегазоводяной смеси с применением статистических и экспериментальных данных [36].

В документах, регламентирующих разработку месторождений углеводородов, отсутствует обязательное требование о проведении метрологической экспертизы проекта. В свою очередь, степень извлечения нефти, определение количества нефти в залежи и количество добытой нефти закладываются на стадии технических проектов разработки месторождений

полезных ископаемых, которые регламентируются постановлением Правительства «Об утверждении положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации...», приказом Минприроды РФ, ГОСТ и другими нормативно-правовыми документами [33].

Во всех перечисленных документах, регламентирующих структуру и оформление проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья, отсутствует обязательное требование о проведении метрологической экспертизы проекта, что противоречит ст. 23 Закона РФ №2395-1 «О недрах» и ст. 14 Закона РФ №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

Проведение метрологической экспертизы проектов позволит оптимизировать выбор средств измерения и контроля условий эксплуатации скважин, методов и средств измерения скважинной жидкости, нефти, контроля качества воды, закачиваемой в пласт, количества попутного нефтяного газа, алгоритма и методики определения количества нефти.

Метрологическая экспертиза обеспечит реализацию положений Федерального закона от 3.12.2011 №382-ФЗ «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса» и будет способствовать получению объективных и достоверных результатов измерений, обеспечению прозрачности при определении налогооблагаемой базы нефтегазодобывающих предприятий и применении льгот при добыче трудноизвлекаемых углеводородов, повышению эффективности используемого оборудования и средств измерения, степени извлечения углеводородного сырья.

Отсутствие метрологической экспертизы объектов может приводить к серьезным экономическим последствиям. К таковым относятся отсутствие возможности контроля и реального обеспечения единства измерений количества нефти и попутного нефтяного газа в залежи, а также недостоверный поскважинный учет добываемой водогазонефтяной смеси, нефти, попутного нефтяного газа.

Прямое следствие — недостоверное определение налогооблагаемой базы при добыче трудноизвлекаемых запасов, высокая стоимость затрат на эксплуатацию лицензионных участков месторождений углеводородов.

В Налоговый кодекс внесены изменения и дополнения, направленные на стимулирование добычи трудноизвлекаемых запасов. Глава 26 НК РФ предусматривает необходимость измерения количества добываемой скважинной жидкости и определение ее физико-химических свойств по каждой скважине, работающей на залежи углеводородного сырья, не реже четырех раз в месяц.

Правила учета нефти, разработанные Минэнерго и утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 г. №451, практически переносят периодичность измерения (не реже пяти раз в месяц) количества добытых трудноизвлекаемых запасов нефти на не льготируемые участки, месторождения. При этом не обеспечивается в полной мере контроль со стороны государства за получением результата измерений на всех стадиях измерений, включая операции по пробоотбору, проведения анализов в лаборатории и определения количества нефти и попутного нефтяного газа.

Указание о проведении измерений количества добываемой скважинной жидкости не реже четырех (пяти) раз в месяц на практике приводит к тому, что измерение количества добытой нефти может определяться раз в неделю, а результат измерения будет переноситься автоматически на весь следующий период и, как следствие, мы можем получить недостоверный результат измерения о количестве добытых нефти и попутного нефтяного газа. Такая постановка задачи не способствует внедрению современных автоматизированных систем и средств измерения количества, добываемых нефти и попутного нефтяного газа в режиме реального времени, освоенных в производстве отечественными товаропроизводителями. Также, такой подход не обеспечивает достоверный и объективный контроль за количеством добытой нефти.

Для решения данных проблем необходимо вести в действие алгоритм определения массы нетто нефти, будет обеспечивать:

1. выполнение требований Налогового кодекса по определению количества нефти на скважине, скважинах залежи, участке недр;
2. повышение достоверности величины НДСП;
3. эффективность контроля за производственно-технологической деятельностью добывающего предприятия;
4. эффективность нефтедобычи;
5. формирование достоверных данных для АСУ «Нефтеконтроль» на всех участках сбора.

Также очень важно не только выбрать правильную методику учета растворенного в нефти газа (иначе растворенный в нефти газ будет учтен как добытая нефть, а затем, по мере его испарения, количество учтенной нефти уменьшится), но и внести изменения в ГОСТ Р 8.615 [14].

Коэффициент влияния растворенного газа на объем нефти зависит от давления и плотности нефти и не зависит от содержания растворенного газа в нефти. Расхождение в массе нефти по данным зависимостям приводит к величинам порядка 9%.

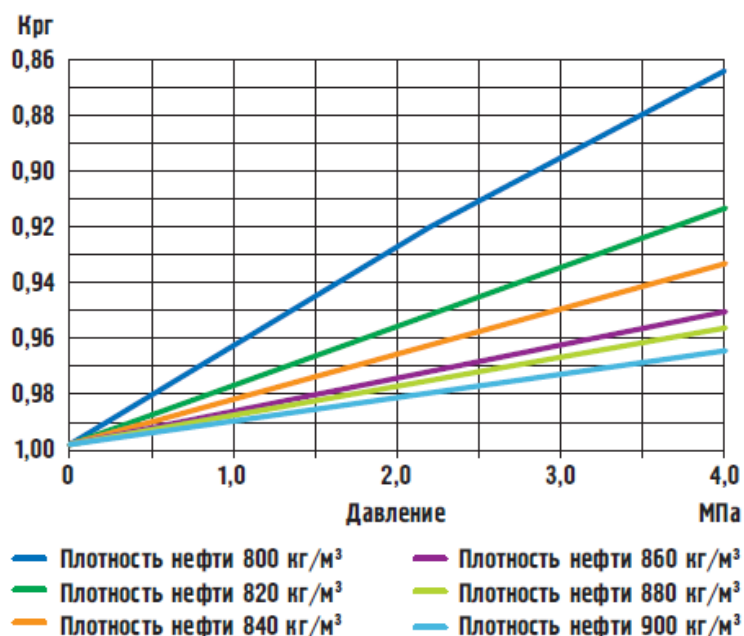


Рисунок 1.1 – Коэффициент влияния растворенного газа на объем нефти в зависимости от давления

Для увеличения точности и достоверности измерения дебитов необходимо проведение исследований, с целью определения единого методологического подхода к определению количества растворенного газа в нефти с последующим предложением о внесении изменений в Правила учета нефти.

ФГУП «ВНИИР» — головной научно-исследовательский институт в структуре Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в области обеспечения единства измерений расхода и количества жидкости, газа, газожидкостных потоков, а также уровня и вместимости. В состав эталонной базы института входят девять эталонов. В 2011 году был введен в действие Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011, возглавляющий поверочную схему современных многофазных расходомеров.

В настоящее время одной из нерешенных является проблема передачи единицы расхода (количества) от государственных первичных эталонов средствам измерения на скважине. Для ее решения необходимы создание полигонов, поверочных и калибровочных лабораторий, разработка стационарных и мобильных эталонных установок для передачи единицы измерения от эталона к скважинам. ФГУП «ВНИИР» принимает участие в данных работах, сотрудничая с ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть» на условиях государственно-частного партнерства. С использованием этой схемы создается Уральский эталонный комплекс «Газпрома», а также должен быть введен в действие эталонный комплекс «Роснефти» в Нефтеюганске для испытаний, поверки и калибровки расходомеров, расходомеров-счетчиков и счетчиков жидкости и газа.

Установка для поверки и калибровки расходов жидкостей до 1500 кубов в час, как и другие эталонные установки в Нефтеюганске, будут находиться на балансе «Роснефти», но могут использоваться и в целях государственных испытаний. Подобные схемы планируется использовать и при работе с другими отечественными нефтегазодобывающими компаниями.

На нефтепромысловых объектах при существующем уровне развития техники и технологических процессов на узлах сдачи и приема нефти

расходомеры часто показывают значения с существенными погрешностями. Это связано с тем, что из-за неэффективной работы сепараторов в потоке нефти перед расходомерами остается газ, нарушающий режим работы расходомеров.

С целью разрешения нормальных отношений между собой по вопросу приема-сдачи продукции нефтяных скважин предприятия организовали узлы коммерческого учета нефти с помощью расходомеров-счетчиков на объектах сбора и приема-сдачи нефти.

Необходимость внедрения расходомеров для коммерческого учета добываемой нефти связана с производственными и взаиморасчетными отношениями между крупными и мелкими нефтегазодобывающими предприятиями. Когда одно предприятие добывает и сдает нефть через расходомер другому предприятию, а другое предприятие принимает добытую нефть по своим трубопроводам системы сбора и осуществляет обезвоживание и обессоливание нефти на своей установке подготовки продукции скважин, между этими предприятиями часто возникают спорные вопросы.

Некоторые предприятия на своих месторождениях не имеют своей системы приема-сдачи и подготовки нефти. Поэтому у предприятия возникает острая необходимость внедрения коммерческих узлов учета и сдачи нефти. Учет добываемой нефти для каждого нефтегазодобывающего предприятия является экономически необходимой операцией в своей производственной деятельности. Добыча и учет количества нефти – это основная финансовая деятельность нефтегазодобывающих предприятий [41].

Авторами работы [42] Ф. Ф. Хамидуллиной и А. А. Газизовым были выполнены исследования по определению количества свободного и растворенного газа в нефти после нефтяного насоса перед расходомером на ДНС-6А нефтегазодобывающего предприятия ОАО «Шешмаойл»

Исследование влияния остаточного содержания свободного и растворенного в нефти газа на показания расходомера на узле коммерческого учета нефти выполнялись на промысловых объектах сбора и сдачи-приема продукции скважин, оснащенных этими устройствами.



Исследования показали, что при давлении в трубопроводе после насоса перед расходомером объемное содержание свободного газа в потоке нефти незначительное и нестабильное. Часть остаточного газа в нефти после насоса находится в растворенном состоянии. Его количественное содержание после разгазирования определялось в лабораторных условиях. Содержания свободного и растворенного газа в нефти приведены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1

Содержания свободного и растворенного газа в нефти

Параметры	Пробы			Средние значения
	1	2	3	
Точка отбора	Перед расходомером			
Температура нефти, °С	12			
Объем нефти в пробоотборнике, см <sup>3</sup>	1201,0			
Плотность нефти при 10 °С, кг/м <sup>3</sup>	926,7	926,9	926,9	926,9
Остаточное содержание свободного газа в нефти, см <sup>3</sup>	565,4	0,0	453,5	339,6
Количество растворенного в нефти газа, см <sup>3</sup>	215,0	170,0	193,0	192,0
Остаточное содержание растворенного в нефти газа, м <sup>3</sup> /т	0,19	0,15	0,17	0,17

Для определения состава газа, растворенного в нефти, и состава нефти целесообразно проводить хроматографический анализ содержания различных компонентов. Это позволяет судить о том, какие же компоненты углеводородного состава газа в растворенном виде остались в нефти.

Таким образом, выполненные на ДНС-6А исследования показали, что в системе сбора продукции скважин в зависимости от работы сепараторов в потоке

нефти перед расходомером остаточное содержание свободного и растворенного газа нестабильное.

Результаты выполненных исследований в работе [42] показали, что в товарной нефти перед расходомерами системы измерения коммерческой нефти свободный газ отсутствует, а оставшийся в нефти газ находится полностью в растворенном состоянии при эффективной работе всех технологических аппаратов в системе сбора, подготовки и транспортировки добываемой продукции нефтяных скважин.

На основании научных исследований, лабораторных анализов и технико-экономического обоснования эффективности внедрения узлов учета продукции скважин и влияния остаточного свободного и растворенного в нефти газа после сепараторов перед расходомером на промысловых объектах сбора и выполнения операций по приему-сдаче нефти между нефтедобывающими предприятиями можно сделать следующие основные рекомендации [19, 23, 43]:

- технологический режим работы сепараторов должен соответствовать проектным решениям и обеспечивать эффективное отделение газа от нефти;
- после сепараторов в нефти свободный газ должен отсутствовать;
- нефтяные насосы на выкиде после сепараторов перед расходомером в трубопроводе должны обеспечивать хорошее перемешивание продукции скважин за счет создания для этого необходимого давления (напора) и режима движения;
- для выполнения исследований и получения правильных результатов надо обеспечивать отбор качественных и представительных проб нефти после нефтяного насоса перед расходомером при обычных технологических режимных параметрах работы объекта;
- для выполнения исследований необходимо отобрать пробы нефти в герметичные пробоотборники в количестве не менее 3-х с интервалом во времени не менее 1 часа при откачке нефти насосом из сепараторов через расходомер;
- компонентный состав нефти и газа должен определяться методом хроматографии;

## 1.2. Кавитация

Наличие в нефти растворенного газа может приводить к кавитации. Кавитация – образование в жидкости полостей, заполненных газом, паром или их смесью (так называемых кавитационных пузырьков, или каверн). Кавитационные пузырьки образуются в тех местах, где давление в жидкости становится ниже некоторого критического значения (в реальной жидкости приблизительно равно давлению насыщенного пара этой жидкости при данной температуре) [16].

Необходимо отметить, что понижение давления в жидкости до давления насыщенных паров возможно также при кипении или вакуумировании жидкости, но эти процессы распространяются по всему объему жидкости в отличие от кавитации, которая имеет ограниченную область.

Когда разрушаются кавитационные пузыри, энергия жидкости сосредотачивается в очень небольших объемах. Тем самым, образуются места повышенной температуры и возникают ударные волны, которые являются источниками шума. При разрушении каверн освобождается много энергии, что может вызвать основные повреждения. Кавитация может разрушить практически любое вещество [3].

Стабильное существование парогазовых пузырьков объясняется тем, что на поверхности пузырька имеются равномерно распределенные одноименные заряды, обусловленные находящимися в жидкости ионами. Отталкивание этих зарядов предотвращает смыкание пузырька.

В момент схлопывания, давление и температура газа достигают значительных величин (по некоторым данным до 100 МПа и 1000 °С). После схлопывания полости в окружающей жидкости распространяется сферическая ударная волна, быстро затухающая в пространстве.

Химическая агрессивность газов в пузырьках, имеющих к тому же высокую температуру, вызывает эрозию материалов, с которыми соприкасается жидкость, в которой развивается кавитация. Эта эрозия и составляет один из факторов вредного воздействия кавитации. Второй фактор обусловлен большими забросами

давления, возникающими при схлопывании пузырьков и воздействующими на поверхности указанных материалов [30, 31].

Кавитационная эрозия металлов вызывает разрушение гребных винтов судов, рабочих органов насосов, гидротурбин и т. п., кавитация также является причиной шума, вибрации и снижения эффективности работы гидроагрегатов.

Схлопывание кавитационных пузырей приводит к тому, что энергия окружающей жидкости сосредотачивается в очень небольших объёмах. Тем самым, образуются места повышенной температуры и возникают ударные волны, которые являются источниками шума и приводят к эрозии металла. Эксперименты показали, что вредному, разрушительному воздействию кавитации подвергаются даже химически инертные к кислороду вещества (золото, стекло и др.), хотя и намного более медленному. Это доказывает, что помимо фактора химической агрессивности газов, находящихся в пузырьках, важным является также фактор забросов давления, возникающих при схлопывании пузырьков. Кавитация ведёт к большому износу рабочих органов и может значительно сократить срок службы насоса. В метрологии, при использовании ультразвуковых расходомеров, кавитационные пузыри модулируют волны в широком спектре, в том числе и на частотах излучаемых расходомером, что приводит к искажению его показаний.

В лопастных насосах самое низкое статическое давление во входной части рабочего колеса – у тыльной стороны лопасти, сразу после входа потока на лопасть. Далее при перемещении жидкости по каналам колеса статическое давление возрастает из-за силового воздействия лопастей на поток.

Кавитация в насосе может возникнуть только в том случае, если давление в каком либо месте потока снизится до давления насыщенных паров жидкости. В этом месте жидкость закипит, образуются паровые каверны, которые потоком переносятся к периферии рабочего колеса, где давление больше давления насыщенных паров жидкости. Произойдет быстрая конденсация пара и, как следствие, смыкание каверн, сопровождающее мгновенным местным повышением статического давления (локальный гидравлический удар). В зоне

смыкания каверн происходит разрушение лопастей и дисков рабочего колеса (Рисунок 1.2). Кавитация в насосе сопровождается шумом, треском, вибрациями, резким снижением напора, мощности и КПД насоса.

Как правило, зона кавитации наблюдается вблизи зоны всасывания, где жидкость встречается с лопастями насоса. Вероятность возникновения кавитации тем выше:

- чем ниже давление на входе в насос;
- чем выше скорость движения рабочих органов относительно жидкости;
- чем более неравномерно обтекание жидкостью твёрдого тела (высокий угол атаки лопасти, наличие изломов, неровностей поверхности и т. п.)



Рисунок 1.2 – Кавитационное разрушение (эрозия) деталей лопастного насоса

У классических центробежных насосов часть жидкости из области высокого давления проходит через щель между рабочим колесом и корпусом насоса в зону низкого давления. Когда насос работает с существенным отклонением от

расчётного режима в сторону повышения давления нагнетания, расход утечек через уплотнение между рабочим колесом и корпусом возрастает (из-за увеличения перепада давления между полостями всасывания и нагнетания). Из-за высокой скорости жидкости в уплотнении возможно появление кавитационных явлений, что может привести к разрушению рабочего колеса и корпуса насоса (Рисунок 1.3).

Как правило, в бытовых и промышленных случаях режим кавитации в рабочем колесе насоса возможен при резком падении давления в системе отопления или водоснабжения: например, при разрыве трубопровода, калорифера или радиатора. При резком падении давления в зоне рабочего колеса насоса образуется вакуум. При этом напор резко падает. Режим кавитации приводит к эрозии рабочего колеса насоса, и насос выходит из строя.



Рисунок 1.3 – Повреждения, наносимые эффектом кавитации

### 1.3. Влияние наличия растворенного газа на свойства нефти

При экспериментальном изучении свойств газонасыщенных нефтей к приборам и методике исследований предъявляются более жесткие требования. Приборы должны быть герметизированы и выдерживать высокие давления. Методика исследований должна исключать возможность попадания и образования свободного газа, который может появиться в результате разгазирования нефти при отборе пробы [44].

Способы экспериментального и расчетного определения свойств газонасыщенных нефтей должны соответствовать требованиям отраслевого стандарта «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследований, форма представления результатов» (ОСТ 39-112-80), отраслевой «Инструкции по определению газовых факторов и ресурсов нефтяного газа, извлекаемого из недр» (РД-39-1-353-8-80) «Методика расчета основных физических параметров газонасыщенных нефтей» (РД 39-35-1092-84) [29, 37, 38].

### **Плотности нефти, содержащей растворенный газ**

Экспериментально плотность газонасыщенной нефти может быть определена широко используемым в нефтепромысловой практике весовым способом. Стандартный пробоотборник, предварительно заполненный соленой водой, подсоединяется к системе с газонасыщенной нефтью, которая при постоянном давлении вытесняет соленую воду. После вытеснения соленой воды пробоотборник перекрывается вентилями с двух сторон и термостатируется при температуре определения плотности в течении двух – четырех часов, а потом взвешивается на аналитических весах. Вычитая массу пустого пробоотборника, находят массу газонасыщенной нефти в его объеме.

Для увеличения точности определения плотности газонасыщенной нефти необходимо вначале определить плотность известной дегазированной нефти и, в случае необходимости, скорректировать полученный результат [29].

При выполнении анализа переходных процессов в трубопроводах, переводимых на газонасыщенные нефти, более удобно применение аналитической зависимости для плотности от количества растворенного газа в нефти:

$$\rho_n = \rho \cdot \exp(-b \cdot \Gamma), \quad (2)$$

где  $\rho_n$  и  $\rho$  — плотности соответственно газонасыщенной и дегазированной нефтей при температуре  $T$ ;

$b$  — эмпирический коэффициент;

$\Gamma$  — количество растворенного попутного газа в нефти.



Выполненные исследования для газонасыщенных нефтей различных месторождений показали, что среднее значение эмпирического коэффициента «b» равно  $1,84 \cdot 10^{-3}$ . Следовательно, формула (2) примет вид:

$$\rho_n = \rho \cdot \exp(-1,84 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma). \quad (3)$$

Если будет известна плотность дегазированной нефти при температуре 293К, то плотность нефти при температуре перекачки (Т) можно определить по формуле:

$$\rho_T = \rho_{293} - (-1,83 - 0,0013\rho_{293}) \cdot (T - 293), \quad (4)$$

Так как при переходных процессах в трубопроводе с газонасыщенной нефтью давлением больше давления насыщения  $P_s$ . Изменение плотности при этом может быть найдено с учетом поправки Гипровостокнефть:

$$\Delta\rho_n = \{1,87[1 + 1,543(P_s - 0,1)] - 1,54 \cdot 10^{-3}\rho_{293}\}(P - P_s), \quad (5)$$

где  $P$  — давление, МПа, при котором определяется плотность газонасыщенной нефти;

$\rho_{293}$  — плотность при температуре 293 К может быть найдена по формуле:

$$\rho_{n,293} = \frac{\rho_n + 1,83(T - 293)}{1 + 0,00132(T - 293)}. \quad (6)$$

Следовательно, с учетом поправки плотность газонасыщенной нефти:

$$\rho_n(P, T) = \rho_n + \Delta\rho_n. \quad (7)$$

### **Вязкость нефти, содержащей растворенный газ**

Лучший результат может быть получен по замерам перепадов давлений на контрольном участке трубопровода, перекачивающего дегазированную и газонасыщенную нефть при постоянном расходе в ламинарном режиме. Вязкость газонасыщенной нефти при этом будет соответствовать условиям транспорта нефти по трубопроводу. Зная вязкость дегазированной нефти при температуре перекачки её по трубопроводу, вязкость газонасыщенной нефти можно определить по формуле:

$$\mu_{n,T} = \mu_T \frac{\Delta P_{n,T}}{\Delta P_T}, \quad (8)$$



где  $\mu_{н,Т}$  и  $\mu_T$  — динамические вязкости газонасыщенной и дегазированной нефти при температуре перекачки  $T$ ;

$\Delta P_{н,Т}$  и  $\Delta P_T$  — потери давлений в контрольном участке трубопровода при постоянном расходе и температуре газонасыщенной и дегазированной нефтей.

По результатам обработки экспериментальных данных Гипровостокнефть получена аналитическая зависимость для определения динамической вязкости газонасыщенной нефти:

$$\mu_{н,Т} = \frac{\mu_T}{(1+2,4 \cdot \Gamma)^b}, \quad (9)$$

где  $b = 1,52 \cdot 10^{-4}(\rho_T - 750)^{1,43} \cdot \mu_T^{0,022} \cdot \rho_\Gamma^{0,094}$ ;

$\mu_T$  — динамическая вязкость дегазированной нефти при температуре перекачки  $T$ ;

$\rho_\Gamma$  — плотность попутного нефтяного газа, растворенного в нефти;

$\rho_T$  — плотность дегазированной нефти при температуре перекачки.

Поскольку в трубопроводе давление превышает величину давления насыщения, то вносится поправка вязкости на давление  $P$ . Эта поправка может быть определена по известной формуле Баруса [7]

$$\mu_P = \mu \cdot \exp[\alpha(P - 0,1)], \quad (10)$$

где  $\alpha$  — пьезокоэффициент вязкости.

Часть авторов применительно к нефтям записывают поправку вязкости на давление как уравнение прямой:

$$\mu_P = \mu \cdot [1 + \alpha(P - P_s)], \quad (11)$$

где  $P_s$  — давление насыщения.

Такая запись возможна потому, что произведение  $\alpha(P - P_s)$  является очень малой величиной и поэтому с достаточной для инженерных расчетов точностью экспонента может быть разложена в ряд Маклорена с удержанием первых двух его членов.

Обработка экспериментальных данных по пьезокоэффициентам вязкости газонасыщенных нефтей от их вязкости при давлении насыщения позволила найти зависимость вида:

$$\alpha = 8,1 \cdot 10^{-3} \mu_T^{0,291}. \quad (12)$$

Влияние давления на вязкость промысловых нефтей с частичным, растворенным в них газом можно проследить по графическим зависимостям, представленным на Рисунке 1.4, построенным для нефти Трехозерного месторождения.

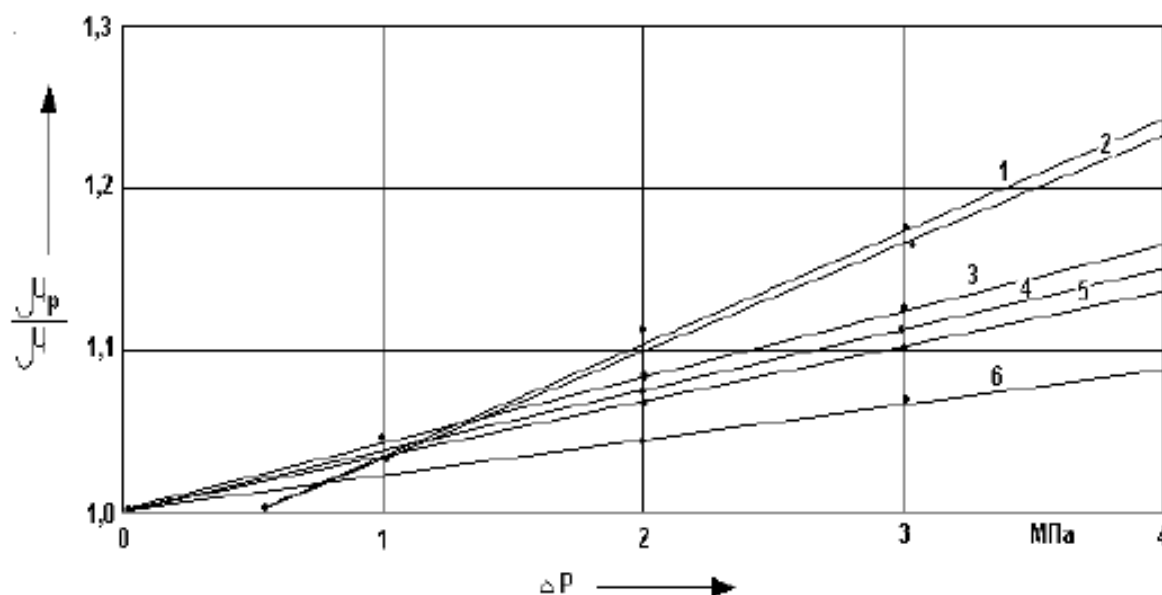


Рисунок 1.4 – Зависимость вязкости газонасыщенной нефти от давления

Для газонасыщенных нефтей при давлениях, встречающихся в трубопроводном транспорте, зависимость  $\mu = f(\Delta P)$  имеет линейный характер. Кроме того, следует вывод, что с увеличением количества растворенного газа влияние давления на величину вязкости нефти увеличивается и оно тем больше, чем выше температура [4].

### Модуль объемной упругости нефти, содержащей растворенный газ

Экспериментальные исследования по определению коэффициента сжатия газонасыщенных нефтей были выполнены С.Е. Рошalem и К.В. Виноградовым [4]. Они установили, что для каждой нефти имеется свой модуль объемной упругости, являющийся постоянной величиной и равный:

$$E_H = (a\rho_H - b) \cdot 10^5, \text{ Па}, \quad (13)$$

где  $a$  и  $b$  — коэффициенты, определяемые по зависимостям:

$$a = (117,1 - 0,21t)\rho_{293} - (83,49 - 0,113t), \quad (14)$$

$$b = (117,45 - 0,173t)\rho_{293} - (87,48 - 0,094t), \quad (15)$$

где  $\rho_{293}$  — плотность газонасыщенной нефти при 293 К;  $t$  — температура нефти в °С

## 2. ОБЗОР МЕТОДИК ОПЕРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА В НЕФТИ, ПРИВЕДЕННЫХ В НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ И НОРМАТИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЕ

### 2.1. Определение давления насыщенных паров методом Рейда

Давление насыщения пластовой нефти называют то давление, при котором из нефти начинают выделяться первые пузырьки растворенного газа. Давление насыщения зависит от состава нефти и газа, от соотношения их объемов и от температуры. Когда в пласте имеется свободный газ (например, при наличии газовой шапки), давление насыщения нефти газом равно пластовому давлению или близко к нему. Пластовое давление может быть и больше давления насыщения, тогда нефть в залежи недонасыщена газом. Таким образом, учет растворенного газа в нефти возможен с помощью измерения величины давления насыщенных паров. Бомба Рейда представленная на Рисунке 2.1 предназначена для измерения давления насыщенных паров по ГОСТ 1756-2000 (ISO 3007-99) летучей сырой нефти и летучих невязких нефтепродуктов, кроме сжиженных нефтяных газов [9]. Аппарат состоит из двух камер.



Рисунок 2.1 – Бомба Рейда

Нижняя секция или жидкостная камера (представлена на Рисунке 2.2) представляет собой цилиндрический сосуд таким же внутренним диаметром, как воздушная камера, и таким объемом, чтобы соотношение объемов воздушной и

жидкостной камер было 3,95 – 4,05. На одном конце жидкостной камеры Бомбы Рейда предусмотрено отверстие для соединения с воздушной камерой. Внутренняя поверхность камеры, прилегающей к переходнику, должна быть с уклоном для обеспечения полной осушки камеры при переворачивании.

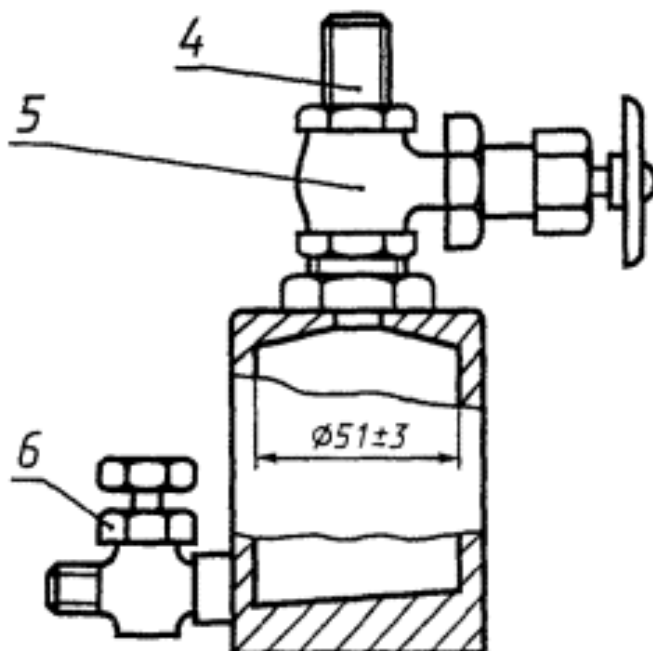


Рисунок 2.2 – Жидкостная камера Бомбы Рейда

Верхняя секция или воздушная камера Бомбы Рейда, изображенная на Рисунке 2.3 представляет собой цилиндрический сосуд со слегка наклонными внутренними поверхностями краев, обеспечивающими полное опорожнение сосуда при вертикальном положении. На одном конце воздушной камеры Бомбы переходник измерительного прибора, а на другом отверстие для соединения с жидкостной камерой. Переходники на концах отверстий не должны препятствовать полному осушению камеры.

Жидкостную камеру Бомбы Рейда наполняют охлажденной пробой испытуемого продукта и подсоединяют к воздушной камере при температуре 37,8 °С. Аппарат (Бомба Рейда) погружают в баню с температурой  $(37,8 \pm 0,1)$  °С и периодически встряхивают до достижения постоянного давления, которое показывает манометр, соединенный с аппаратом. Показание манометра,

скорректированное соответствующим образом, принимают за давление насыщенных паров по Рейду [10, 12].

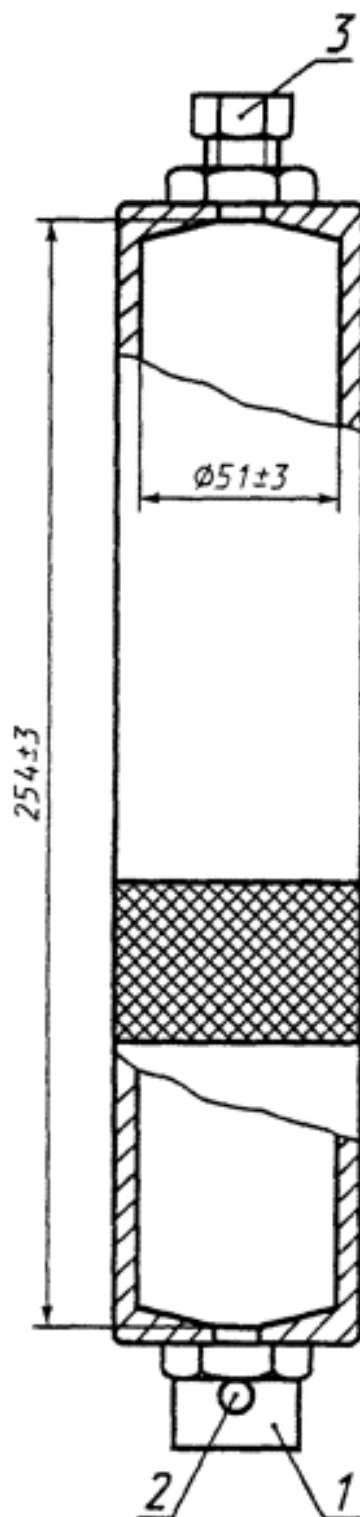


Рисунок 2.3 – Воздушная камера Бомбы Рейда

## 2.2. Измерение количества растворенного газа на установках АЛП-01ДП и УОСГ-1РГ

Метод измерения количества растворенного газа на установках АЛП-01ДП и УОСГ-1РГ заключается в герметичном отборе пробы, впрыске в измерительную камеру прибора дозированных порций нефти, созданий в камере термодинамического равновесия системы «нефтьгаз» последовательно при различных соотношениях фаз так, чтобы равновесное давление было максимально приближено к атмосферному, и последующей обработке полученных результатов [20].

При использовании прибора АЛП-01ДП (Рисунок 2.4, 2.5), необходимо отобранные на АГЗУ пробы доставлять в лабораторию, а там их исследовать и получать информацию о количестве газа, выделяющегося из нефти при стандартных условиях ( $P=101,3$  кПа,  $T=20$  °С) с погрешностью  $\pm 0,1$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [28].

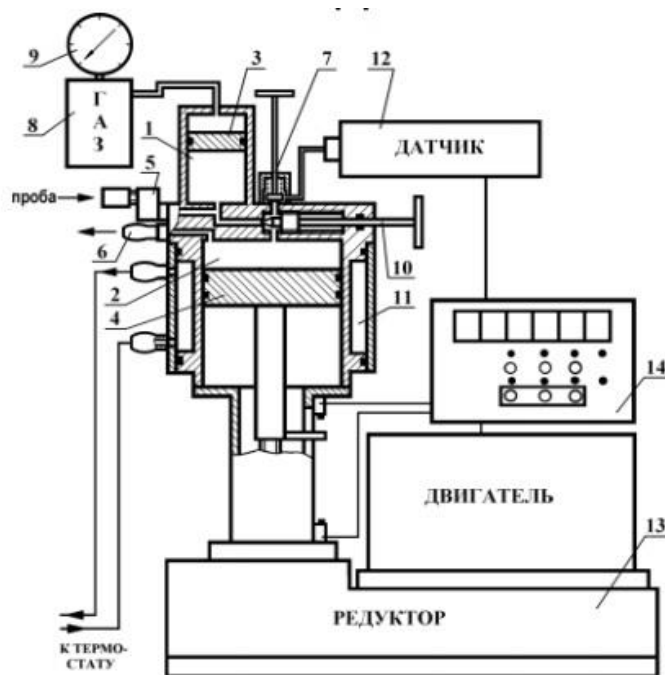


Рисунок 2.4 – Принципиальная схема прибора АЛП-01ДП: 1 – дозирочная камера; 2 – измерительная камера; 3, 4 – подвижные поршни; 5 – входной клапан; 6 – выходной клапан; 7 – микровыключатели; 8 – газовая камера; 9 – манометр; 10 – вентиль; 11 – термостатирующая рубашка; 12 – датчик давления; 13 – электропривод; 14 – узел управления; 15 – фильтр



Рисунок 2.5 – АЛП-01ДП

При использовании прибора УОСГ-1РГ (Рисунок 2.6, 2.7), измерения производятся на потоке нефти, выходящей из сепаратора АГЗУ. В результате исследований получают информацию о количестве растворенного газа, выделяющегося при давлении, близком к атмосферному, и температуре, равной температуре потока, с погрешностью  $\pm 0,25 \text{ м}^3/\text{м}^3$  [27].

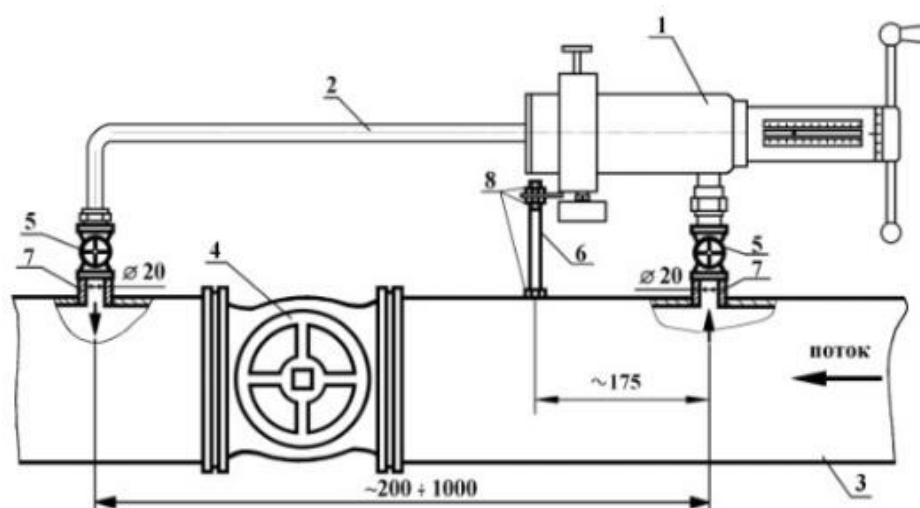


Рисунок 2.6 – Схема подключения прибора УОСГ-1РГ к трубопроводу (вид сверху): 1 – прибор УОСГ – 1 РГ; 2 – гибкий рукав высокого давления; 3 – трубопровод; 4 – секущая задвижка; 5 – пробоотборные краны; 6 – шпилька М 12; 7 – входной и выходной штуцера; 8 – гайка М 12





Рисунок 2.7 – УОСГ-1РГ

В том и другом случае работа по определению количества растворенного газа оказывается весьма трудоемкой. Кроме того, максимально измеряемые величины объема растворенного газа не высокие (20 и 25 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), что часто не отвечает реальным условиям [21].

На данное время завершена разработка прибора АЛП-1РГ, который успешно прошел испытания на соответствие утвержденному типу. В настоящее время на базе прибора АЛП-1РГ ведется разработка устройства, которое позволит получать для каждого объекта разработки зависимость содержания растворенного газа в нефти от давления и температуры сепарации на АГЗУ (Рисунок 2.8).

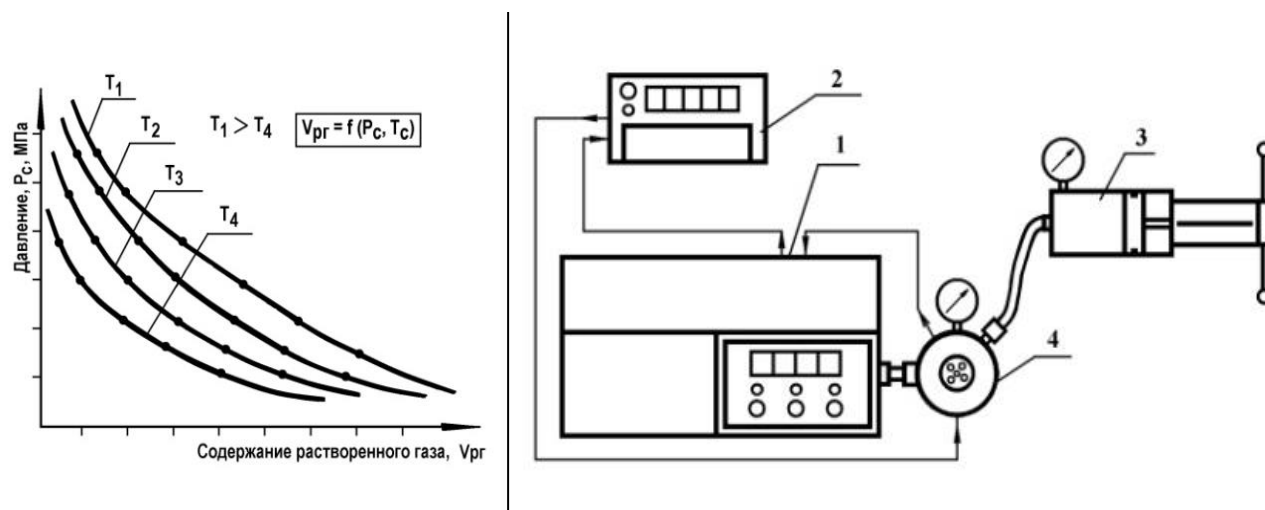


Рисунок 2.8 – Измерительная система на базе прибора АЛП-1РГ: 1 – прибор АЛП – 1 РГ; 2 – термостат; 3 – пресс; 4 – пробоотборник

Суть этой методики заключается в отборе проб нефти на автоматических групповых замерных установках, подключенных к скважинам опорной сети месторождений, и получении, с помощью измерительной системы, зависимостей  $V_{\text{РГ}}=f(P)$  при различных температурах с последующей обработкой получаемых результатов.

Наличие зависимости  $V_{\text{РГ}}=f(P, T)$  в памяти контроллера автоматических групповых замерных установок, позволит получать в автоматическом режиме величину дебита скважин по газу и, если имеется необходимость, величину текущего газового фактора.

### 2.3. Определение коэффициента, учитывающего наличие растворенного газа в нефти (Приказ Минэнерго России от 15.08.2014 N 530)

- Расчет, основанный на вычислении относительной плотности растворенного газа.

Коэффициент определяется в общем виде по формуле, при необходимости с поправкой, учитывающей содержание воды:

$$K = 1 - \frac{1,205 \cdot 10^{-3} V_{\text{РГ}} \rho_{\text{отнРГ}}}{0,274 + 0,2 \rho_{\text{отнРГ}}}, \quad (16)$$

где:  $V_{рг}$  - содержание растворенного газа, приведенного к стандартным условиям (давление - 101325 Па, температура - +20 °C), в единице объема нефтегазоводяной смеси в условиях измерений, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$\rho_{отнрг}$  - относительная плотность растворенного газа, определяется по формуле:

$$\rho_{отнрг} = \frac{\rho_{г}}{\rho_{возд}}, \quad (17)$$

где:  $\rho_{возд} = 1,293$  кг/куб. м - плотность воздуха при стандартных условиях (давление - 101325 Па, температура - +20 °C), кг/ м<sup>3</sup>;

$\rho_{г}$ - плотность газа при стандартных условиях (давление - 101325 Па, температура - +20 °C) кг/ м<sup>3</sup>.

- Расчет, основанный на вычислении кажущейся плотности растворенного газа.

Коэффициент определяют по формуле:

$$K = 1 - \frac{V_{рг}\rho_{г}}{\rho_{рг}}, \quad (18)$$

где:  $V_{рг}$ - содержание растворенного газа, приведенного к стандартным условиям (давление - 101325 Па, температура - +20 °C) в единице объема нефтегазоводяной смеси в условиях измерения, м<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup>;

$\rho_{г}$ - плотность попутного нефтяного газа в стандартных условиях (давление 101325 Па, температура -+20 °C), кг/ м<sup>3</sup>;

$\rho_{рг}$ - кажущаяся плотность попутного растворенного газа (плотность, которую имеет газ в растворенном в нефти состоянии), кг/ м<sup>3</sup>, определяемая по формуле:

$$\rho_{рг} = -321,7 + 212,9\rho_{г} + 0,47\rho_{н} - 149,37\rho_{г}^2 + 0,503\rho_{г}\rho_{н} - 0,0002045\rho_{н}^2, \quad (19)$$

где:  $\rho_{н}$ - плотность обезвоженной дегазированной нефти в стандартных условиях (давление - 101325 Па, температура - +20 °C), кг/м<sup>3</sup>.

- Расчет по графикам зависимостей.

Коэффициент принимают по графику в зависимости от плотности нефти и давления Р в соответствии с графиком (Рисунок 2.9)[36].

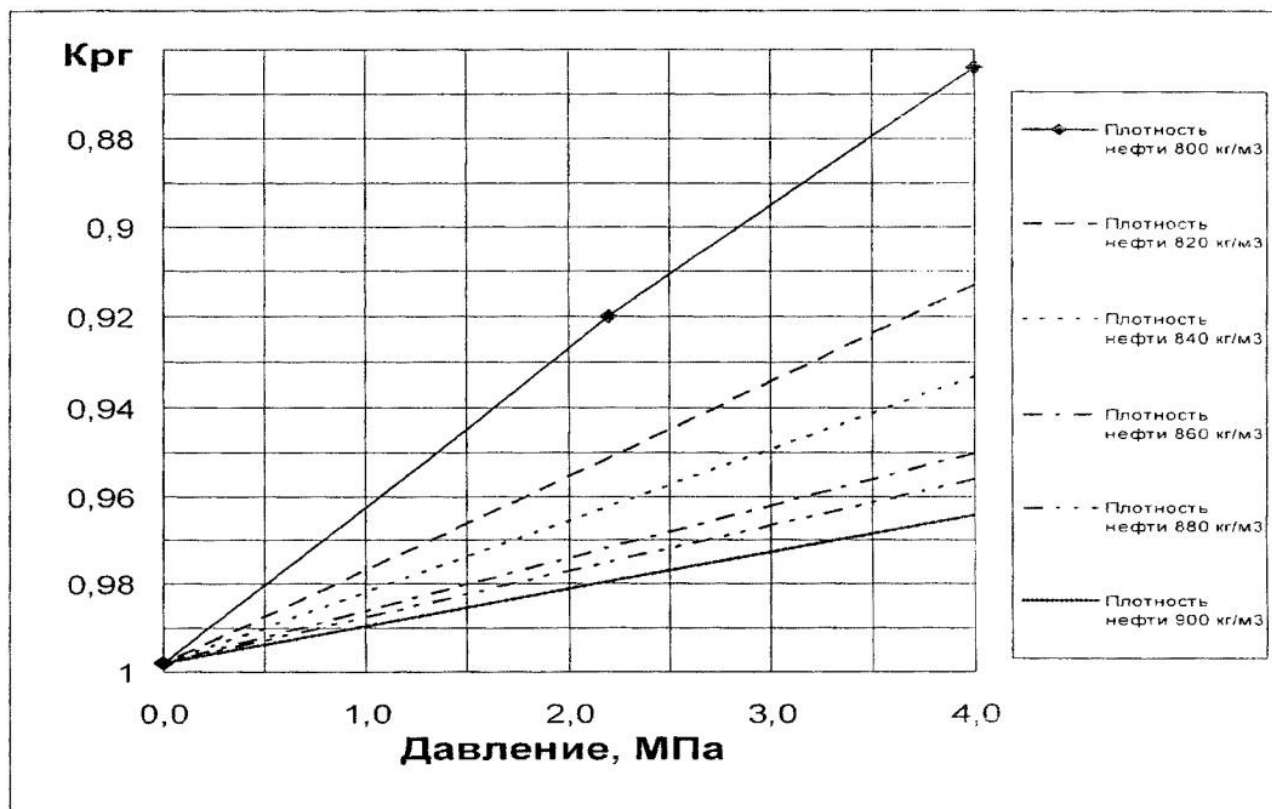


Рисунок 2.9 – Зависимость коэффициента растворенного газа от плотности нефти и давления

### 3. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

#### 3.1. Состав нефти

Нефть представляет собой смесь около тысячи индивидуальных веществ, из которых большая часть — жидкие углеводороды (> 500 веществ или обычно 80—90 % по массе) и гетероатомные органические соединения (4—5 %), преимущественно сернистые (около 250 веществ), азотистые (> 30 веществ) и кислородные (около 85 веществ), а также металлоорганические соединения (в основном ванадиевые и никелевые); остальные компоненты — растворённые углеводородные газы (C1-C4, от десятых долей до 4 %), вода (от следов до 10 %), минеральные соли (главным образом хлориды, 0,1—4000 мг/л и более), растворы солей органических кислот и др., механические примеси [18].

Определение растворенного газа основано на отличии теплофизических свойств легких углеводородов (C1-C4) [6]. Давления жидких метана, этана, пропана и бутана показаны на Рисунках 10-13.

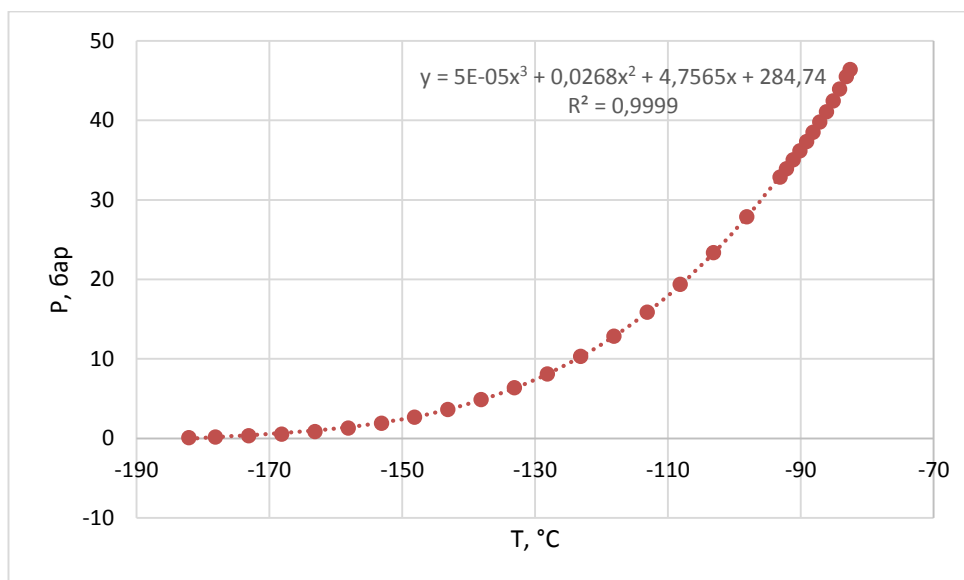


Рисунок 3.1 – Давление метана на линии насыщения

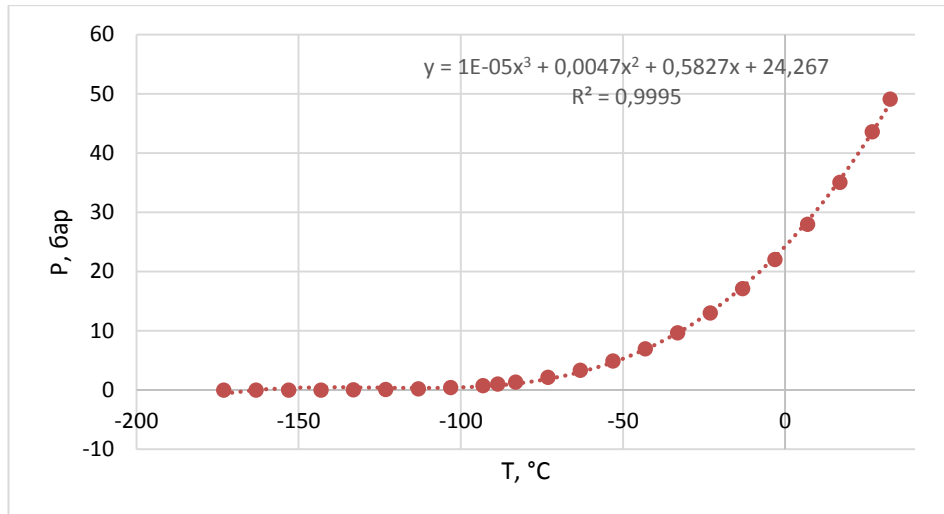


Рисунок 3.2 – Давление этана на линии насыщения

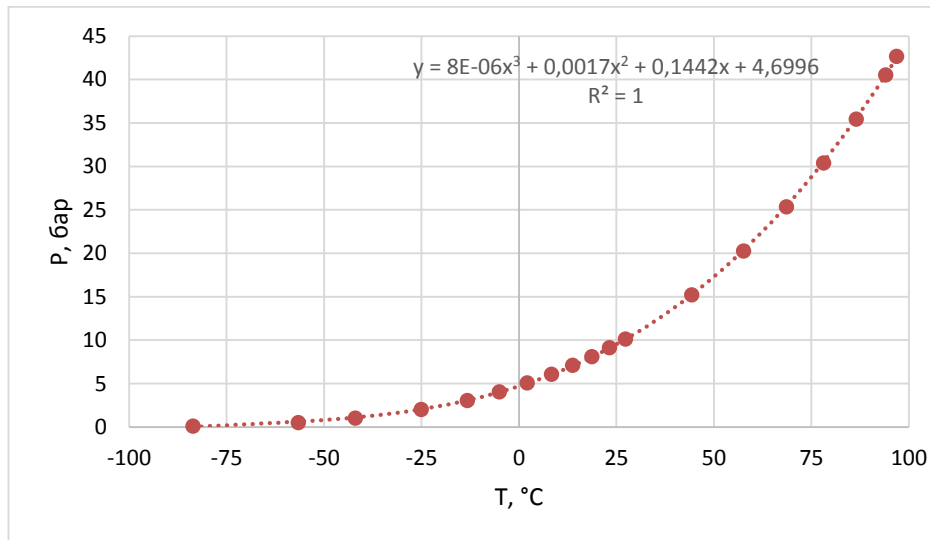


Рисунок 3.3 – Давление пропана на линии насыщения

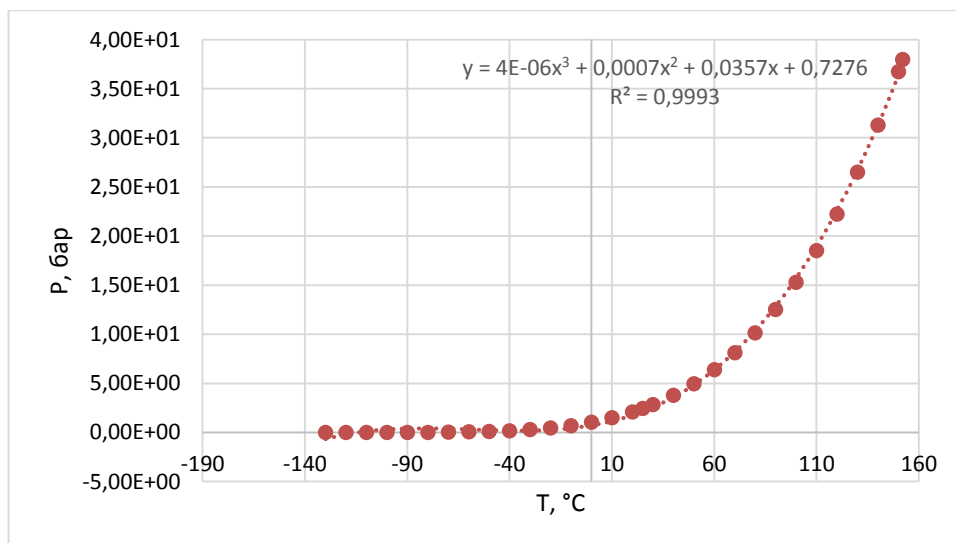


Рисунок 3.4 – Давление бутана на линии насыщения

Исходя из теплофизических свойств можно сделать вывод, что для перехода большей части растворенного газа (C1-C4) в свободное состояние необходимо повышение температуры до 30-50 °С в зависимости от давления.

### 3.2. Растворимость газов в нефти

Из закона Генри следует, что объем однокомпонентного газа, растворяющегося в единице объема жидкости, прямо пропорционален давлению

$$V_{\text{г}}/V_{\text{ж}} = a \cdot P, \quad (20)$$

где  $V_{\text{г}}$ -объем поглощенного газа;

$V_{\text{ж}}$ -объем жидкости;

$a$  - коэффициент растворимости;

$P$  - абсолютное давление растворения;

при  $V_{\text{ж}}=1$  имеем  $a=V_{\text{г}}/P$  т.е. коэф растворимости численно равен объему газа, растворяющегося в единице объема жидкости при повышении давления на единицу.

При растворении углеводородных газов в нефти наблюдается значительное отклонение от закона Генри. Коэффициент растворимости при низких давлениях значительно больше, чем при высоких. Коэффициент растворимости газовых смесей зависит от соотношения объемов нефти и газа, находящихся в контакте. С повышением температуры растворимость газа уменьшается.

Растворимость газов в нефти подчиняется закону Генри только в случае плохо растворимых газов (азот, метан). С увеличением молекулярной массы углеводородных газов растворимость их в нефти возрастает. С увеличением количества растворенного газа увеличивается объем нефти, уменьшаются ее плотность и вязкость. Количество растворенного газа мало влияет на вязкость пластовой воды, вязкость пластовой воды в основном зависит от температуры [15].

Для расчета количества растворенного газа в газонасыщенной нефти могут быть рассмотрены зависимости Сахарова В.А. Цатурянца А.Б. и Антипьева В.Н. [2]:

$$\Gamma = A(P_S - 0,1)^B, \quad (21)$$

$$\Gamma = A_1 \left[ \left( \frac{P_S}{P_{aT}} \right)^{B_1} - 0,1 \right], \quad (22)$$

где  $A$ ,  $A_1$ ,  $B$ ,  $B_1$  - эмпирические коэффициенты;

$P_S$  - давление насыщения;

$P_{aT}$  - атмосферное давление.

Оценка точности зависимостей была выполнена авторами [2] на основании фактического материала о количестве выделяющегося газа при разгазировании нефтей разных пластов восемнадцати месторождений Удмуртии, Западной Сибири, Куйбышевской и Саратовской областей. Величины эмпирических коэффициентов определялись методом наименьших квадратов.

Результаты сравнения показали приблизительно одинаковую точность зависимостей (21) и (22). Более удобной для анализов и расчетов является формула (21).

Количество растворенного газа в газонасыщенной нефти может быть также найдено через полный газовый фактор пластовой нефти ( $\Gamma_{\Pi}$ ) и количество газа, выделившегося на первой ступени сепарации ( $\Gamma_{CB}$ )

$$\Gamma = \Gamma_{\Pi} - \Gamma_{CB}. \quad (23)$$

В работе [2] для определения количества выделившегося газа на первой ступени промысловой сепарации нефти предлагается зависимость вида

$$\Gamma_{CB} = \left[ a - b \left( \frac{P_S}{P_{aT}} \right)^c \right] \Gamma_{\Pi}, \quad (24)$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $c$  - эмпирические коэффициенты;

$P_S$  и  $P_{aT}$  - давления сепарации и атмосферное.

Обработка экспериментальных данных контактного разгазирования при стандартных условиях проб нефти Советско-Сосниского, Правлинского, Самотлорского, Мегионского, Усть-Балыкского и Ватинского месторождений



позволила найти значения коэффициентов. Причем для этих нефтей средние значения оказались равными:  $a = 2615$ ,  $b = 1615$ ,  $c = 0,075$ .

Погрешность формулы (24) как отмечено в работе [2], не превышает 5% при давлении сепарации не более 2 МПа.

### 3.3. Модели описания нефти и уравнение состояния

Существуют следующие модели описания нефти:

- Модель черной нефти двухкомпонентное описание (товарная нефть, природный газ)
- Композиционная модель - основана на теории многокомпонентной фильтрации и описывает изменение давления, состав и свойства пластовых флюидов. В композиционных моделях фазовое состояние пластовых смесей рассчитывается не на базе корреляций, полученных по данным экспериментальных исследований, а с применением уравнений состояния. Очевидно, что чем точнее уравнение состояния моделирует свойства пластовых флюидов, тем более надежными оказываются результаты [5].

Предложено большое количество уравнений состояния с большим количеством констант. Наибольшее развитие получили кубические уравнения. Уравнение Редлиха-Квонга, сформулированное в 1949 г., является наиболее удачным двухпараметрическим уравнением состояния [39]. Оно имеет вид:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{T^{0,5}V(V+b)} \quad (25)$$

Не существует таблиц, которые содержали бы значения  $a$  и  $b$  для широкого круга чистых компонентов. Однако они могут быть определены по значениям критических температур и давлений:

$$a = 0,4274802 \frac{R^2 T_{кр}^{2,5}}{P_{кр}} \quad (26)$$

$$b = 0,0866404 \frac{RT_{кр}}{P_{кр}} \quad (27)$$

Значения критических температур для углеводородов представлены в Таблице 2 [6].

Таблица 3.1

Значения критических параметров для индивидуальных углеводородов

Соединение	Т <sub>кр</sub>		Р <sub>кр</sub> , бар	ρ <sub>кр</sub> , кг/м <sup>3</sup>
	К	°С		
Метан (CH <sub>4</sub> )	190,55	-82,6	46,41	162
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	305,5	32,35	49,13	212
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	369,99	96,84	42,64	225
н-Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	425,16	152,01	37,96	228
2-Метилпропан (изобутан) (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	408,13	134,98	36,47	221
н-Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	469,77	196,62	33,74	232
2-Метилбутан (изопентан) (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	460,95	187,8	33,33	234
н-Гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	507,85	234,7	30,31	234
н-Гептан (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )	540,16	267,01	27,36	235
Н-Октан (C <sub>8</sub> H <sub>18</sub> )	569,35	296,2	24,96	235

Уравнение (25) обычно называют оригиналом уравнения Редлиха-Квонга, чтобы отличить от многих модифицированных форм этого уравнения. Успешное использование данного уравнения явилось причиной попыток многих исследователей повысить его точность и расширить диапазон применимости. Однако следует отметить, что авторы исследования большого числа двухконстантных уравнений состояния Бьерре и Бак, пришли к выводу, что общая форма уравнения (25) наиболее точной.

Для смесей используются правила определения констант через параметры индивидуальных компонентов:

$$a = \sum_i \sum_j y_i y_j \sqrt{a_i a_j} (1 - K_{ij}) \quad (28)$$

$$b = \sum_i y_i b_i \quad (29)$$

где  $K_{ij}$  - коэффициенты бинарного взаимодействия. Они не имеют определенного физического смысла. Для каждого уравнения свои значения коэффициентов, определяются экспериментально, для индивидуальных углеводородов составлены таблицы коэффициентов.

Для определения плотности смеси газов при заданных термобарических условиях необходимо найти решение уравнения (25). Одним из способов нахождения корней кубического уравнения является метод Кардано [17].

#### 4. ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА В НЕФТИ

Установка для измерения количества растворенного в нефти газа представляет собой две соединенных между собой емкости расположенных вертикально (для жидкой и газовой фазы). Схема установки представлена на Рисунке 4.1.

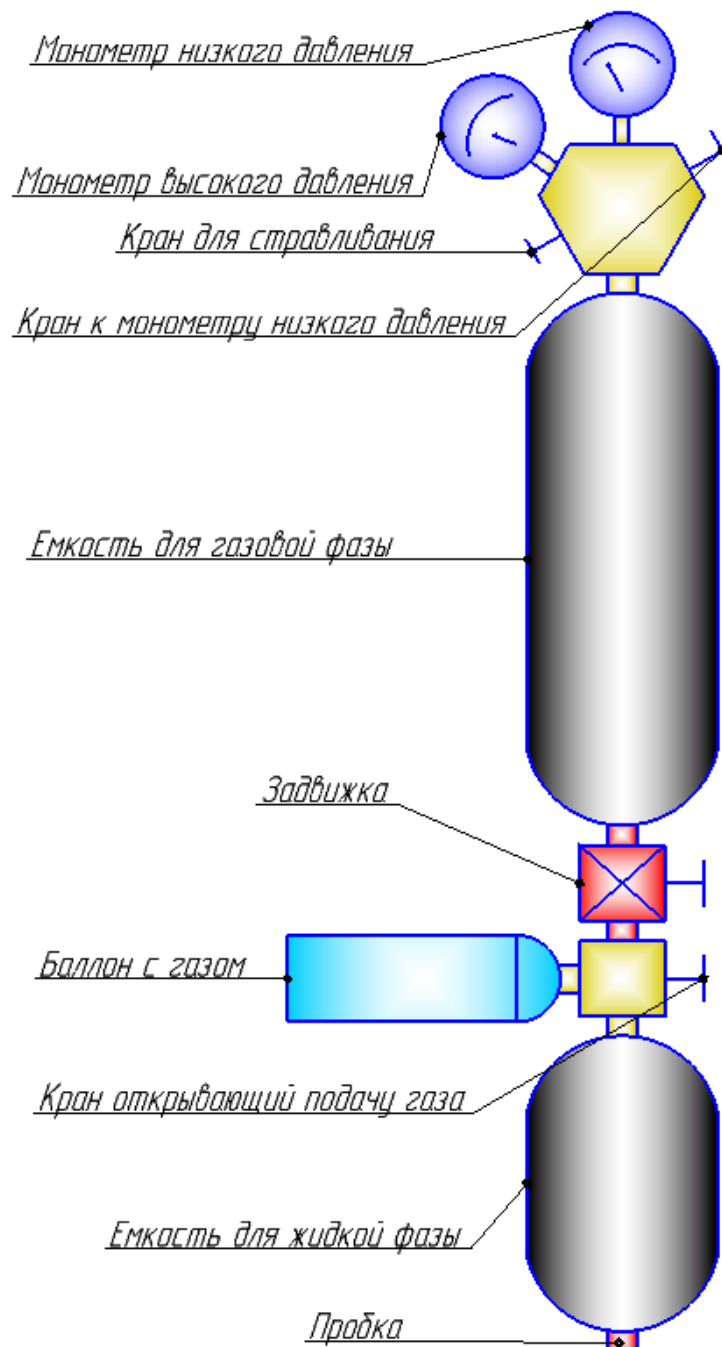


Рисунок 4.1 – Схема установки для измерения количества растворенного в нефти газа

Емкости изготавливались путем приваривания к трубам ГОСТ 9941 – 81 [13] двух заглушек ГОСТ 17379 – 2001 [8] с торцов. К заглушкам приварены штуцеры с резьбой ГОСТ 9941 – 81 [13].

Нижняя емкость, предназначенная для жидкой фазы, изготовлена из коррозионно-стойкой стали толщиной 4 мм. Нижнее отверстие, предназначенное для заполнения камеры нефтью, закрывается стальной пробкой.

Для подключения газового баллона к системе была изготовлена стальная деталь, схема которой представлена на Рисунке 4.2. Данная деталь содержит в себе кран, открывающий подачу пропан-бутановой смеси газов.

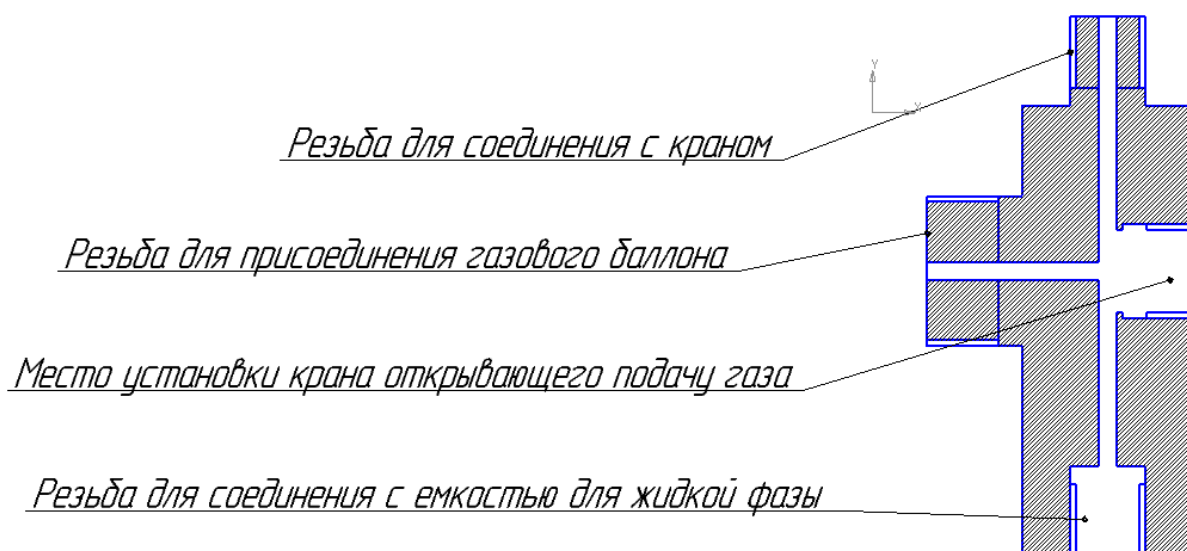


Рисунок 4.2 – Схема детали, для подключения газового баллона

Верхняя емкость, предназначенная для газовой фазы, изготовлена из коррозионно-стойкой стали толщиной 4 мм. Нижнее отверстие, подключается к крану для сообщения с нижней емкостью.

К верхней части камеры для газовой фазы подключается деталь, схема которой изображена на Рисунке 4.3. Данная деталь предназначена для подключения манометров низкого и высокого давления, а так же содержит в себе кран для стравливания газа.

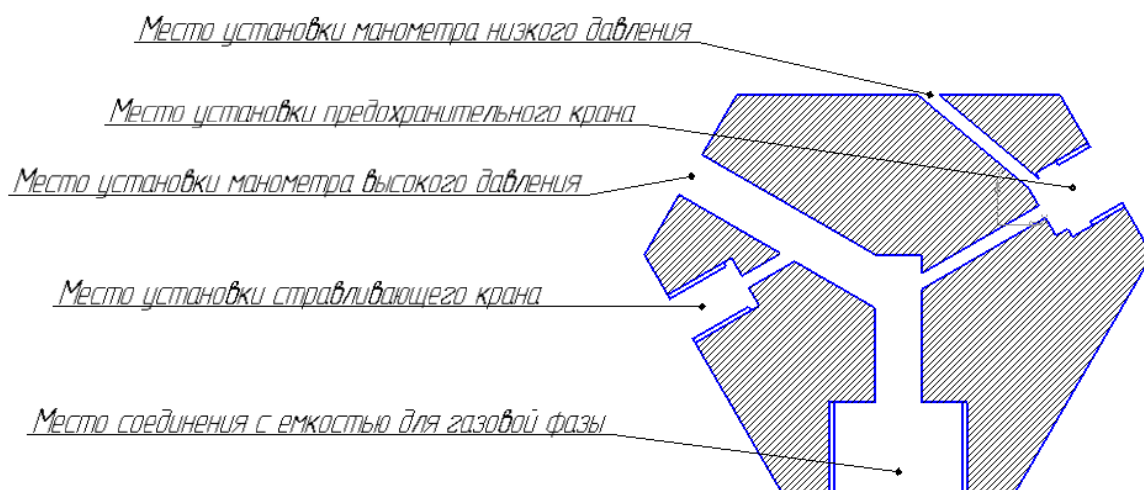


Рисунок 4.3 – Схема детали, для подключения манометров и крана стравливающего избыточное давление

В работе использовались манометры класса 0,6 МР 4 на давление до 1 кг и на давление до 16 кг.

Для нагрева исследуемой жидкости установка помещалась в водяную баню, схема которой представлена на Рисунке 4.4. Водяная баня представляет собой прямоугольный теплоизолированный стальной резервуар объемом 40 литров с установленным в нем термостатом LT 116 В «Лоип».

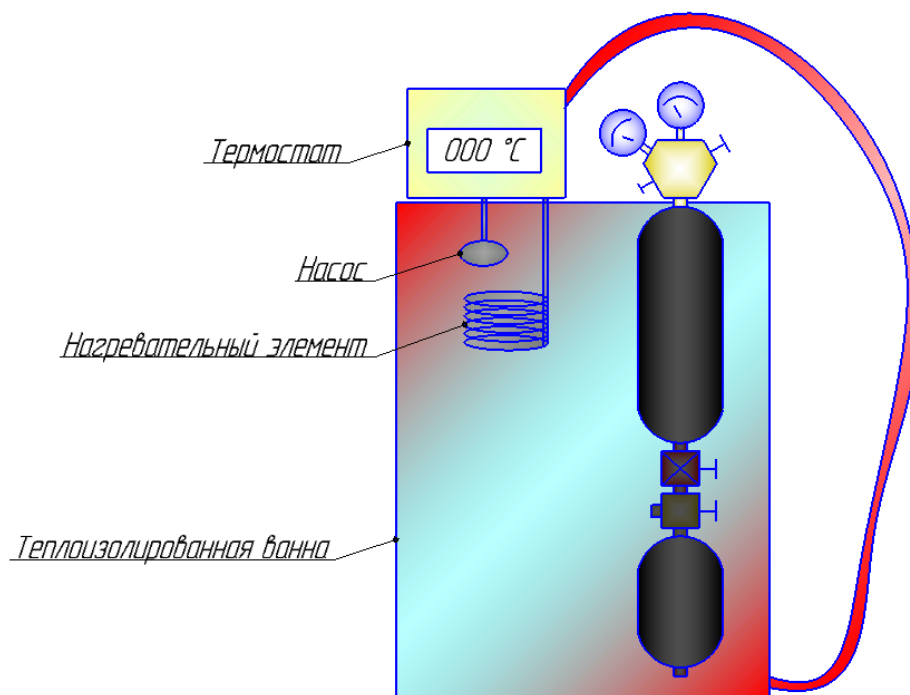


Рисунок 4.4 – Схема установки для измерения количества растворенного в нефти газа в момент помещения ее в водяную баню

Термостат представляет собой нагревательный элемент, термометр, позволяющий установить температуру нагрева дистиллированной воды с точностью до  $1^{\circ}\text{C}$ , а так же насос, обеспечивающий равномерный нагрев жидкости в ванне путем ее циркуляции.

## 5. ОПИСАНИЕ ЭКСПЕРЕМЕНТА ДЛЯ ОПРОБОВАНИЯ МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА В НЕФТИ

### 5.1. Подготовительные работы

Перед выполнением эксперимента необходимо провести комплекс мероприятий:

- взвешивание установки;
- определение рабочих объемов;
- очистка камер для жидкой и газовой фаз;
- проверка герметичности установки и работы кранов;
- подготовка водяной бани.

Масса установки определяется с помощью весов AG 10000. Так как взвешивание проводилось с открытым клапаном для стравливания, то для определения массы установки необходимо из измеренного значения вычесть массу воздуха, заполняющего все свободное пространство внутри установки. Полученное значение массы установки без учета воздуха 5487,92 грамм.

Так же перед проведением эксперимента были измерены объемы камер для жидкой и газовой фазы. Измерение проводилось путем заполнения камер дистиллированной водой с последующим взвешиванием на весах AG 10000. С помощью полученных данных по массе, учитывая плотность воды, были вычислены объемы камер. Полученный объем камеры для жидкой фазы – 0,916 литров, для газовой фазы – 1, 898 литров.

Перед измерением проводилась очистка установки. Камеры промывались ацетоном с последующей сушкой сжатым воздухом в сушильном шкафу при температуре 105°C.

Проверка герметичности установки проводилась путем заполнения камер установки дистиллированной водой и визуального осмотра на предмет протечек.



## 5.2. Проведение эксперимента

Основными этапами проведения эксперимента по опробыванию метода измерения растворенного газа в нефти являются:

1. Наполнение камеры для жидкой фазы тяжелой обезгаженной нефтью с давлением насыщенных паров 16 кПа при температуре 37 °С.
2. Сборка установки и взвешивание с помощью весов AG 10000.

На рисунке 5.1. изображена схема установки, в нижней камере которой находится нефть, свободное пространство заполнено воздухом. Верхняя камера установки заполнена воздухом. Кран между камерами для жидкой и газовой фаз закрыт.

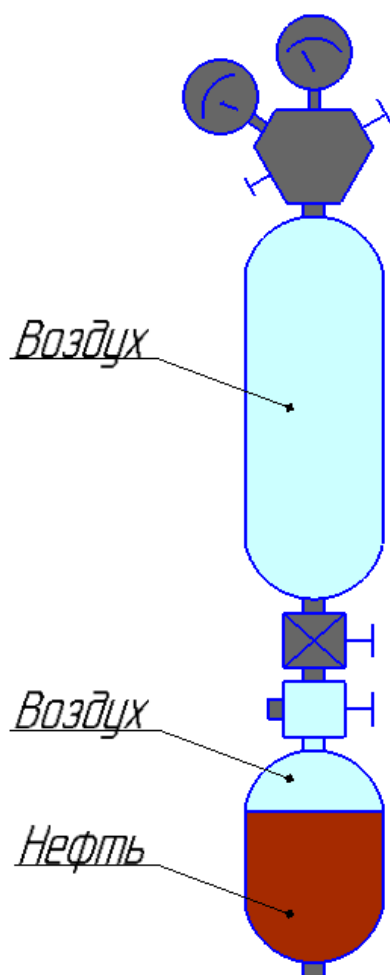


Рисунок 5.1 – Схема установки для измерения количества растворенного в нефти газа после наполнения нижней камеры нефтью

3. Охлаждение системы холодной водой со льдом.

4. Подключение к установке баллона с пропан-бутановой смесью (в соотношении: пропан – 30 %, бутан – 70%) и заполнение свободного пространства в камере для жидкой фазы данным газом. Газ дозировался объемно до максимального заполнения камеры.

5. Проведение растворения газа путем встряхивания.

6. Взвешивание установки, заполненной нефтью с растворенным газом.

На рисунке 5.2. изображена схема установки, в нижней камере которой находится нефть с растворенной в ней пропан-бутановой смесью газов. Воздух, находившийся в нижней камере занимает пространство между камерами. Верхняя камера установки заполнена воздухом. Кран между камерами для жидкой и газовой фаз по-прежнему перекрыт. Помещение установки в водяную баню.

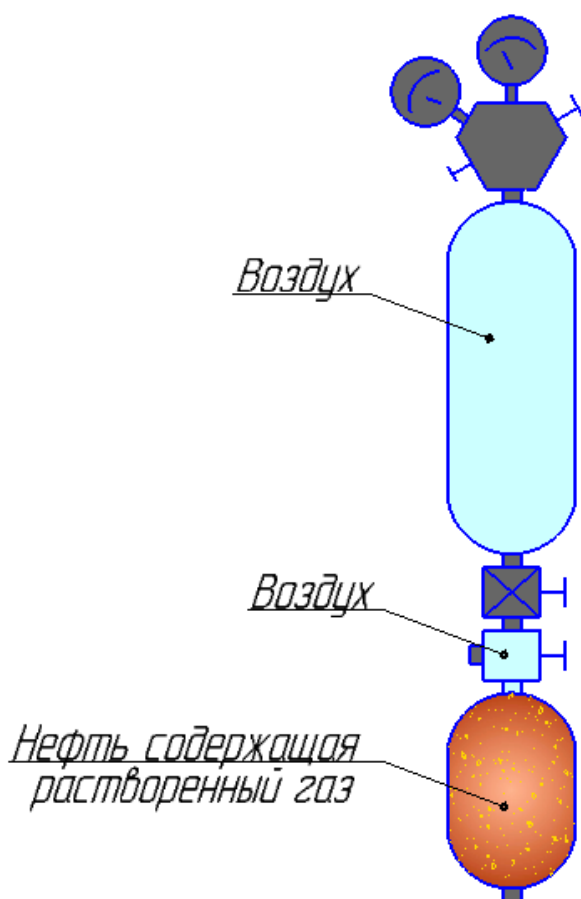


Рисунок 5.2 – Схема установки для измерения количества растворенного в нефти газа после закачки сжиженного газа в нижнюю емкость

7. Открытие крана между камерами для жидкой и газовой фазы для выхода выделенного газа из нефти в верхнюю камеру.

8. Нагрев установки до  $38^{\circ}\text{C}$  с помощью термостата LT 116 В «Лоип». Равномерность нагрева обеспечивалась циркуляцией воды в ванне. В процессе нагрева через клапан стравливался газ до давления 66 кПа. Нагрев установки осуществлялся в течение 20 – 30 минут после включения термостата.

9. Извлечение установки из водяной бани. Взвешивание.

На рисунке 5.3. изображена схема установки, в нижней камере которой находится нефть, с выделившейся из нее пропан-бутановой смесью газов. Верхняя камера так же наполнена выделившимся газом. Температура в рабочих объемах –  $38^{\circ}\text{C}$ , избыточное давление – 66 кПа.

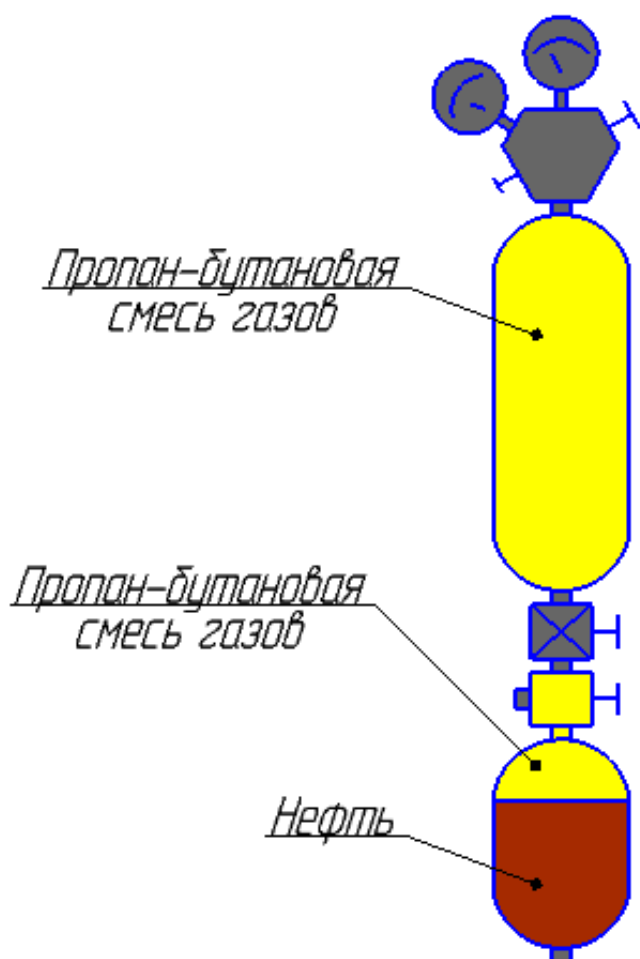


Рисунок 5.3 – Схема установки для измерения количества растворенного в нефти газа после выделения пропан-бутановой смеси газов

По результатам взвешиваний в процессе эксперимента определялось количество растворенного газа в нефти по массе.

## 6. ПОЛУЧЕННЫЕ ЭКСПЕРЕМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ И ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

### 6.1. Экспериментальные данные

Для опробывания предложенного метода измерения растворенного газа в нефти в ходе данной работы была проведена серия экспериментов. Измерения количества растворенного газа проводились на эталонных смесях нефти с содержанием газа 1%; 5%; 10% и 15% по объему. Для каждого значения содержания газа было проведено пять измерений. Результаты проведенных измерений приведены в таблицах 6.1 – 6.4.

Таблица 6.1

Результаты измерений при содержании растворенного газа в нефти 1%

<b>№ измерения</b>	<b>Масса установки после наполнения нижней камеры нефтью, г</b>	<b>Масса установки содержащей нефть с растворенным в ней газом, г</b>	<b>Масса установки после выделения растворенного газа из нефти, г</b>
<b>1</b>	6270,26	6275,21	6271,85
<b>2</b>	6270,29	6275,23	6271,87
<b>3</b>	6270,25	6275,18	6271,84
<b>4</b>	6270,28	6275,22	6271,86
<b>5</b>	6270,23	6275,18	6271,83

Таблица 6.2

Результаты измерений при содержании растворенного газа в нефти 5%

<b>№ измерения</b>	<b>Масса установки после наполнения нижней камеры нефтью, кг</b>	<b>Масса установки содержащей нефть с растворенным в ней газом, кг</b>	<b>Масса установки после выделения растворенного газа из нефти, кг</b>
<b>1</b>	6238,80	6263,53	6240,42
<b>2</b>	6238,82	6263,21	6240,43
<b>3</b>	6238,77	6263,06	6240,40
<b>4</b>	6238,79	6263,10	6240,41
<b>5</b>	6238,79	6263,38	6240,43

Таблица 6.3

Результаты измерений при содержании растворенного газа в нефти 10%

<b>№ измерения</b>	<b>Масса установки после наполнения нижней камеры нефтью, кг</b>	<b>Масса установки содержащей нефть с растворенным в ней газом, кг</b>	<b>Масса установки после выделения растворенного газа из нефти, кг</b>
<b>1</b>	6199,47	6248,93	6201,12
<b>2</b>	6199,46	6247,88	6201,10
<b>3</b>	6199,47	6248,39	6201,12
<b>4</b>	6199,49	6246,69	6201,13
<b>5</b>	6199,46	6246,90	6201,11

Таблица 6.4

Результаты измерений при содержании растворенного газа в нефти 15%

<b>№ измерения</b>	<b>Масса установки после наполнения нижней камеры нефтью, кг</b>	<b>Масса установки содержащей нефть с растворенным в ней газом, кг</b>	<b>Масса установки после выделения растворенного газа из нефти, кг</b>
<b>1</b>	6160,14	6234,34	6161,83
<b>2</b>	6160,17	6233,77	6161,85
<b>3</b>	6160,20	6230,92	6161,83
<b>4</b>	6160,12	6233,62	6161,82
<b>5</b>	6160,13	6232,98	6161,83

## 6.2. Обработка полученных результатов

В процессе проведения эксперимента были получены значения масс установки, содержащей в себе нефть, газ и воздух (Рисунок 6.1.). Для получения данных о значениях масс нефти и газа необходимо было провести дополнительные расчеты.

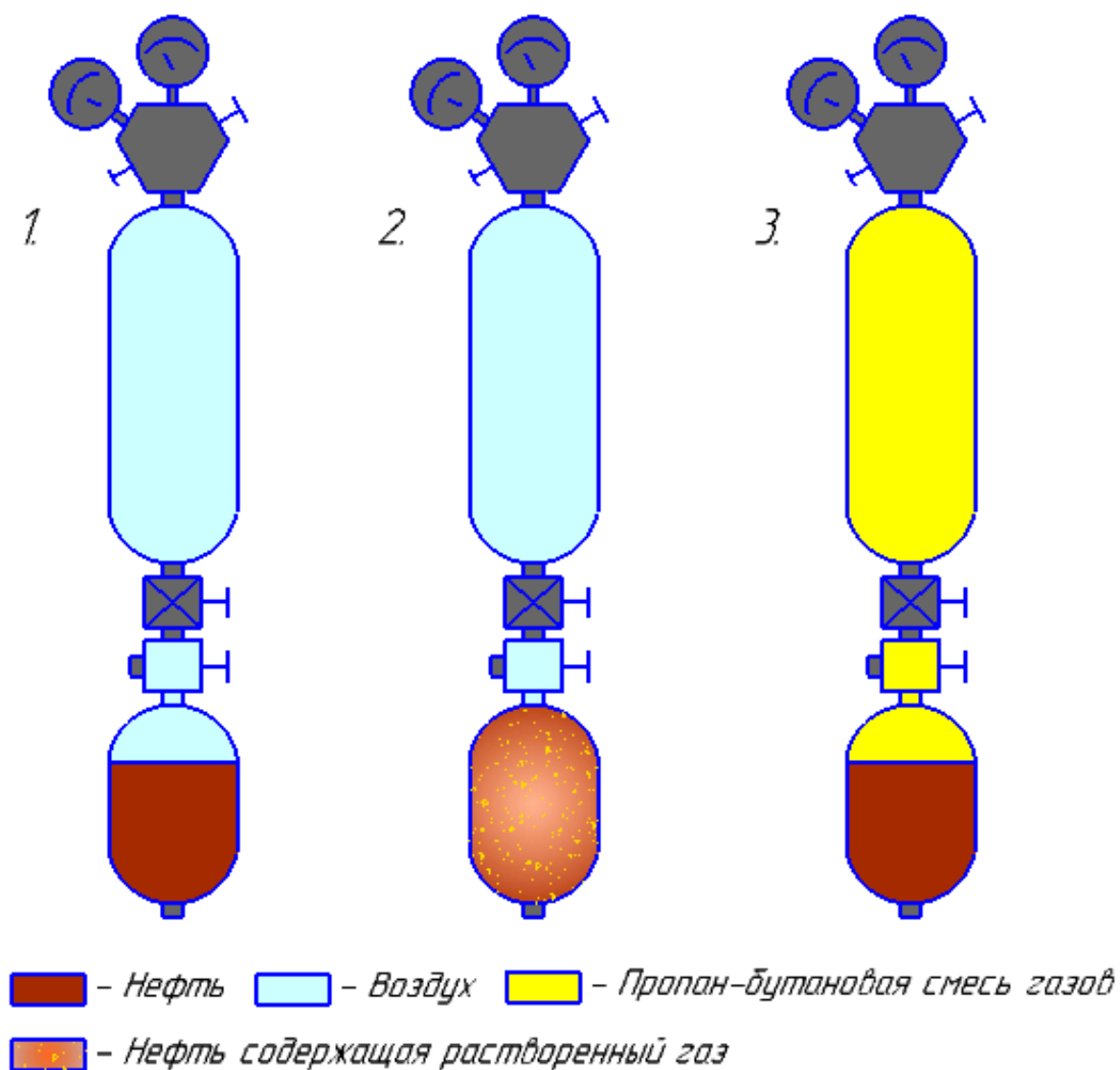


Рисунок 6.1 – Схема установки для измерения количества растворенного в нефти газа а) после наполнения нижней камеры нефтью; б) после закачки сжиженного газа в нижнюю емкость в) после выделения пропан-бутановой смеси газов



В таблицах 6.5-6.8 приведены результаты измерений без учета массы установки, а также рассчитанные по ним масса растворенного газа и погрешность определения массы нефти после разгазирования.

Таблица 6.5

Результаты расчетов при содержании растворенного газа в нефти 1%

<b>№ измерения</b>	<b>Масса нефти перед добавлением пропан-бутановой смеси, гр</b>	<b>Масса нефти с растворенным в ней газом, гр</b>	<b>Масса нефти после выделения растворенного газа, гр</b>	<b>Масса растворенного газа определенная по данному методу, гр</b>	<b>Погрешность определения массы нефти после разгазирования, гр</b>
1	782,34	787,29	783,93	3,36	1,59
2	782,37	787,31	783,95	3,36	1,58
3	782,33	787,26	783,92	3,34	1,59
4	782,36	787,30	783,94	3,36	1,58
5	782,31	787,26	783,91	3,35	1,60

Таблица 6.6

Результаты расчетов при содержании растворенного газа в нефти 5%

<b>№ измерения</b>	<b>Масса нефти перед добавлением пропан-бутановой смеси, гр</b>	<b>Масса нефти с растворенным в ней газом, гр</b>	<b>Масса нефти после выделения растворенного газа, гр</b>	<b>Масса растворенного газа определенная по данному методу, гр</b>	<b>Погрешность определения массы нефти после разгазирования, гр</b>
1	750,88	775,61	752,50	23,12	1,62
2	750,90	775,29	752,51	22,78	1,61
3	750,85	775,14	752,48	22,67	1,63
4	750,87	775,18	752,49	22,70	1,62
5	750,87	775,46	752,51	22,96	1,64

Таблица 6.7

Результаты расчетов при содержании растворенного газа в нефти 10%

<b>№ измерения</b>	<b>Масса нефти перед добавлением пропан-бутановой смеси, гр</b>	<b>Масса нефти с растворенным в ней газом, гр</b>	<b>Масса нефти после выделения растворенного газа, гр</b>	<b>Масса растворенного газа определенная по данному методу, гр</b>	<b>Погрешность определения массы нефти после разгазирования, гр</b>
1	711,55	761,01	713,20	47,81	1,65
2	711,54	759,96	713,18	46,78	1,64
3	711,55	760,47	713,20	47,26	1,65
4	711,57	758,77	713,21	45,56	1,64
5	711,54	758,98	713,19	45,79	1,65

Таблица 6.8

Результаты расчетов при содержании растворенного газа в нефти 15%

<b>№ измерения</b>	<b>Масса нефти перед добавлением пропан-бутановой смеси, гр</b>	<b>Масса нефти с растворенным в ней газом, гр</b>	<b>Масса нефти после выделения растворенного газа, гр</b>	<b>Масса растворенного газа определенная по данному методу, гр</b>	<b>Погрешность определения массы нефти после разгазирования, гр</b>
1	672,22	746,42	673,91	72,51	1,69
2	672,25	745,85	673,93	71,92	1,68
3	672,28	743,00	673,91	69,09	1,63
4	672,20	745,70	673,90	71,80	1,70
5	672,21	745,06	673,91	71,14	1,70

При первом взвешивании (Рисунок 6.1.a) установка содержала в себе нефть, все остальное пространство было заполнено воздухом.

При втором взвешивании (Рисунок 6.1.б) емкость для жидкой фазы заполнена смесью нефти с растворенным в ней сжиженным газом, а заполнявший емкость воздух сместился в пространство между камерами для жидкой и газовой фазы. Верхняя камера по-прежнему заполнена воздухом. Полученная масса – это нефти с растворенным в ней газом, а также масса воздуха, содержащегося в установке.

При заключительном взвешивании (Рисунок 6.1.в) установка содержала в себе нефть в камере для жидкой фазы, все остальное пространство было заполнено пропан-бутановой смесью газов при температуре 38°C и давлении 66 кПа.

Массой растворенного газа будет разница масс второго и третьего взвешивания. Погрешность измерения массы нефти после разгазирования есть разница между массой системы до введения в нее пропан-бутановой смеси и массой системы после разгазирования. Погрешность определения массы нефти после разгазирования представлена в таблице 6.9.

Таблица 6.9

Погрешность определения массы нефти

<b>Процент газа содержащегося в нефти</b>	<b>Погрешность определения массы нефти после разгазирования, %</b>
<b>1</b>	0,20
<b>5</b>	0,22
<b>10</b>	0,23
<b>15</b>	0,25

### 6.3. Анализ результатов и оценка погрешностей

Погрешность данного метода возникает ввиду замещения воздуха, занимающего свободное пространство рабочих объемов углеводородным газом выделившимся из нефти в процессе разгазирования. Погрешность метода не превышает 0,25%. График зависимости погрешности определения массы нефти после разгазирования от количества растворенного в ней газа приведен на рисунке 6.2.

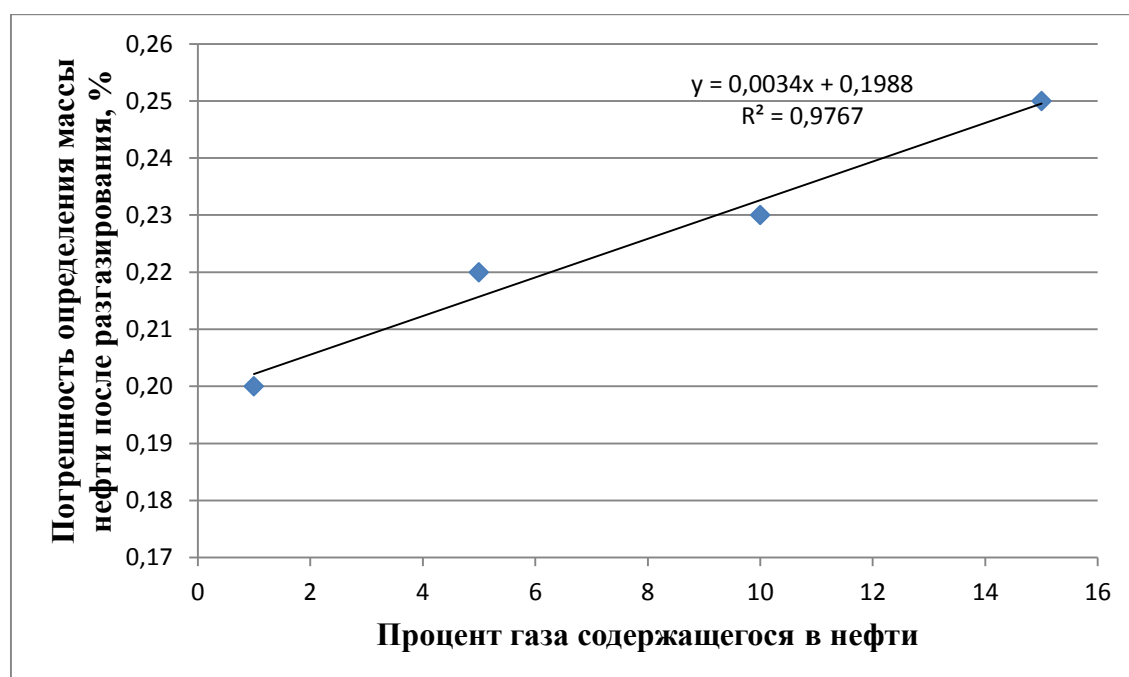


Рисунок 6.2 – Зависимость погрешности измерения массы нефти после разгазирования от количества растворенного в ней газа.

По полученному графику можно сделать вывод, что

Если увеличить объем жидкостной камеры, можно уменьшить погрешность определения массы нефти. Однако при сильном уменьшении объема камеры для газовой фазы по сравнению с объемом камеры для жидкой фазы может произойти вспенивание и выброс жидкости при стравливании давления.

Погрешность определения массы нефти после разгазирования также можно определить аналитически. Для этого необходимо найти массу воздуха, содержащуюся в установке при первом и втором взвешивании. А также определить массу углеводородного газа замещающего воздух при третьем взвешивании. Плотность газа может быть рассчитана с помощью уравнения

состояния Редлиха – Квонга для смеси газов (25). Объем занимаемый нефтью можно определить исходя из известной из первого измерения массы нефти, а также плотности нефти при данных термобарических условиях, которая определяется в соответствии с ГОСТ 3900-85 [11]. Погрешность данного метода есть разница между массой углеводородного газа, занимающего все свободное пространство установки после разгазирования, и массой воздуха находившемся в рабочих объемах до введения пропан-бутановой смеси.

В реальных условиях в составе оставшегося в системе газа, кроме пропана и бутана будут также более легкие углеводородные газы: метан, этан. В связи с этим погрешность измерения массы нефти после разгазирования в реальных условиях будет меньше, ввиду меньшей плотности газа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы были рассмотрены методы определения количества растворенного газа в нефти. Проведен анализ влияния наличия растворенного газа в нефти на работу технологических аппаратов и свойства нефти.

Были описаны физические основы методов измерения количества растворенного газа в нефти, а также предложена новая принципиальная схема установки для измерения содержания растворенного газа в нефти.

Представлен метод для измерения количества растворенного в нефти газа посредством определения массы.

Была создана установка для опробывания метода измерения количества растворенного в нефти газа, получены экспериментальные данные. Эксперимент проводился на эталонных смесях тяжелой обезгаженной нефти с пропан-бутановой смесью газов.

Определено, что с помощью предложенного метода можно полностью выделить растворенный газ из нефти.

Установлено, что погрешность измерения массы нефти после разгазирования не превышает 0,25%. Установлено, что погрешность тем меньше, чем больше объем камеры для жидкой фазы по сравнению с объемом камеры для газовой фазы.

Предварительный анализ измерения погрешностей дал результаты для создания установки определяющей массу нефти без растворенного газа.

Для более полного анализа погрешности необходимо провести измерения количества растворенного газа в нефти на смесях с различными составами газов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматизация и метрология в нефтегазовом комплексе/Материалы Конференции. Научно-практическая конференция 27 мая 2009 г.- Уфа: Нефтеавтоматика. 2009 – 85 с.
2. Антипов В.Н. Утилизация нефтяного газа.- М.: Недра, 1983. — 150с
3. Биркгоф, Г., Сарантелло, Э. Струи, следы и каверны.– М. : Мир, 1964. – 456 с.
4. Брот Р.А., Кутуков С.Е. Определение реофизических параметров газонасыщенных нефтей. Уфимский государственный нефтяной технический университет. Нефтегазовое дело, 2005. – 11 с.
5. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. - М.: «Грааль», 2002, 575 с.
6. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей, Москва, 1972. – 720 с.
7. Галахов М.А., Гусятников П.Б., Новиков А.П. Математические модели контактной гидродинамики. — М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1985. — 296 с.
8. ГОСТ 17379-2001, Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. М: Стандартинформ. 2006. – 5 с.
9. ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров. М: Стандартинформ. 2006 – 19 с.
10. ГОСТ 31874-2012 Определение давления насыщенных паров методом Рейда
11. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности (с Изменением N 1)
12. ГОСТ 8.601-2010 Давление насыщенных паров нефти и нефтепродуктов.Методика измерений
13. ГОСТ 9941-81. Трубы бесшовные холодно- и теплодеформированные из

- коррозионно-стойкой стали. Технические условия (с Изменениями N 1-5). – М: ИПК Издательство стандартов. 1983. – 14 с.
14. ГОСТ Р 8.615 Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. М: Стандартинформ. 2005. – 46 с.
  15. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды: Учебное пособие для вузов. — М: ФГУП Из-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004 . – 448 с.
  16. Кнэпп Р., Дейли Дж., Хэммит Ф. Кавитация.— М.: Мир,1974. – 668 с.
  17. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров, М.: Наука, 1968 г. — с. 47.
  18. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела ДизайнПолиграфСервис Уфа 2005. – 528 с.
  19. Метод определения содержания в нефти растворенного газа. / ТатНИПИнефть. Бугульма. 1989. – С. 6-14.
  20. МИ 2575-2000 Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений.
  21. МИ РМГ 104-2010 Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений
  22. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти: Учеб. Пособие для техникумов – М.: Недра, 1989. – 245 с.
  23. Мусина Г.Н. Физико-химические процессы кавитационного воздействия в жидких средах. Карагандинский государственный индустриальный университет (Темиртау), Казахстан 2014. – 4 с.
  24. О недрах: закон РФ от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 13.07.2015) с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016
  25. О техническом регулировании: федеральный закон N 184-ФЗ
  26. Об обеспечении единства измерений: федеральный закон от 26.06.2008 N



- 102-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собр. Законодательства Рос. Федерации – 2008 г. – № 26. – Ст. 3021. – С. 8541-8583
27. Описание типа средств измерений для государственного реестра 16776-06. Приборы УОСГ-100 СКП и УСОГ-1РГ
28. Описание типа средств измерений для государственного реестра 16774-97. Прибор автоматический лабораторный АЛП-01 ДП
29. ОСТ 39-112-80 Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследований, форма представления результатов
30. Перник А.Д. Проблемы кавитации. – Л.: Судостроение, 1966. – 439 с.
31. Пирсол И. Кавитация. – М.: Мир, 1975. – 95 с.
32. Постановление Правительства Российской Федерации от 20 апреля 2010 г. N 250 "О перечне средств измерений, поверка которых осуществляется только аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственными региональными центрами метрологии"
33. Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 N 118 (ред. от 25.05.2016) "Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами"
34. Постановление Правительства РФ от 16.05.2014 N 451 (ред. от 27.11.2014) "Об утверждении Правил учета нефти"
35. Постановление Правительства РФ от 23 сентября 2010 г. № 734 "Об эталонах единиц величин, используемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений"
36. Приказ Минэнерго России от 15.08.2014 N 530 "Об утверждении Порядка определения коэффициентов, учитывающих наличие свободного и

растворенного газа в нефти"

37. РД 39-35-1092-84 Методика расчета основных физических параметров газонасыщенных нефтей
38. РД-39-1-353-8-80 Инструкции по определению газовых факторов и ресурсов нефтяного газа, извлекаемого из недр
39. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие/ Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова — Л: Химия, 1982 . — 592 с.
40. Слепян М.А. Проблемы учета нефти и нефтепродуктов. ИК «Нефтегазовые системы», г. Москва, Россия
41. Соловьев В. Тайбинский А. Фишман И. Метрологическое обеспечение учета добываемых нефти и газа. «Нефтегазовая Вертикаль», #6/2015
42. Хамидуллина Ф. Ф., Газизов А. А. Исследование влияния остаточного содержания газа в нефти на показания расходомеров на объектах сбора, приема-сдачи на ДНС-6А «Шешмаойл» Отчет. — ООО УК «Шешмаойл». — Альметьевск. — 2010. — 5 с.
43. Хамидуллина Ф.Ф. Исследование и выполнение технологических расчетов нормативов потерь нефти и газа на объектах ОАО «Шешмаойл». Отчет. — ООО УК «Шешмаойл». Альметьевск. 2008. — С. 6-33.
44. Шарифуллин А.В., Терентьева Н.А. Анализ качества нефти, нефтепродуктов и метрологическая оценка средств измерений: лабораторный практикум, Казанский государственный технологический университет, 2010 г. — 141 с.

## Отчет о проверке [Войти в кабинет](#)

### Уважаемый пользователь!

Обращаем ваше внимание, что система Антиплагиат отвечает на вопрос, является ли тот или иной фрагмент текста заимствованным или нет. Ответ на вопрос, является ли заимствованный фрагмент именно плагиатом, а не законной цитатой, система оставляет на ваше усмотрение. Также важно отметить, что система находит источники заимствования, но не определяет, является ли он первоисточником.

#### Информация о документе:

Имя исходного файла: Тимофеев.docx  
Имя компании: ТюмГУ  
Тип документа: Прочее  
Имя документа: Тимофеев.docx  
Дата проверки: 23.06.2016 10:08  
Модули поиска: Интернет (Антиплагиат), Научные статьи Elibrary, Коллекция юридических документов, Диссертации и авторефераты РГБ, Цитирования, ТюмГУ

#### Текстовые

статистики:  
Индекс читаемости: сложный  
Неизвестные слова: в пределах нормы  
Макс. длина слова: в пределах нормы  
Большие слова: в пределах нормы

Тип отчета: Улучшенный [О типах отчетов](#)

<input checked="" type="checkbox"/>	Источники	Ссылка на источник	Коллекция/ модуль поиска	Доля в отчете	Доля в тексте
<input checked="" type="checkbox"/>	[1] Источник 1	<a href="http://ogbus.ru/authors/Brot/Brot_1.pdf">http://ogbus.ru/authors/Brot/Brot_1.pdf</a>	Интернет (Антиплагиат)	9.89%	9.89%
<input checked="" type="checkbox"/>	[2] Определение реофизич...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23619517">http://elibrary.ru/item.asp?id=23619517</a>	Научные статьи Elibrary	0.02%	9.87%
<input checked="" type="checkbox"/>	[3] ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=17846286">http://elibrary.ru/item.asp?id=17846286</a>	Научные статьи Elibrary	6.57%	6.65%
<input checked="" type="checkbox"/>	[4] Кавитация	<a href="http://ru.wikipedia.org/wiki/Кавитация">http://ru.wikipedia.org/wiki/Кавитация</a>	Интернет (Антиплагиат)	3.93%	3.93%
<input checked="" type="checkbox"/>	[5] Кавитация	<a href="http://ru.wikipedia.org/wiki/Кавитация">http://ru.wikipedia.org/wiki/Кавитация</a>	Интернет (Антиплагиат)	0%	3.93%
<input checked="" type="checkbox"/>	[6] Кавитационные явлени...	<a href="http://diplomba.ru/work/130425">http://diplomba.ru/work/130425</a>	Интернет (Антиплагиат)	0%	3.93%
<input checked="" type="checkbox"/>	[7] Номер 2 2013 (6/9)	<a href="http://www.tsogu.ru/media/files/2013/12_04/verstka-nig-2-201...">http://www.tsogu.ru/media/files/2013/12_04/verstka-nig-2-201...</a>	Интернет (Антиплагиат)	0%	3.33%
<input checked="" type="checkbox"/>	[8] Номер 2 2013 (5/9)	<a href="http://www.tsogu.ru/media/files/2013/12_04/verstka-nig-2-201...">http://www.tsogu.ru/media/files/2013/12_04/verstka-nig-2-201...</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.23%	3.04%
<input checked="" type="checkbox"/>	[9] ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПОРЯД...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/24024016">http://online.lexpro.ru/document/24024016</a>	Коллекция юридических документов	2.54%	2.54%
<input checked="" type="checkbox"/>	[10] Окрейлов, Михаил Вла...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005091000/rsl01005091...">http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005091000/rsl01005091...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	2.39%	2.54%
<input checked="" type="checkbox"/>	[11] Приказ Минэнерго Рос...	<a href="http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_152360/">http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_152360/</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.13%	2.3%
<input checked="" type="checkbox"/>	[12] Опыт, актуальные про...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=24161857">http://elibrary.ru/item.asp?id=24161857</a>	Научные статьи Elibrary	0.3%	2.05%
<input checked="" type="checkbox"/>	[13] ГОСТ 1756-2000 (ИСО ...	<a href="http://docs.cntd.ru/document/1200011970">http://docs.cntd.ru/document/1200011970</a>	Интернет (Антиплагиат)	1.73%	1.73%
<input checked="" type="checkbox"/>	[14] Осипова, Елена Серге...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006739000/rsl01006739...">http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006739000/rsl01006739...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	1.4%	1.4%
<input checked="" type="checkbox"/>	[15] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	<a href="http://www.dobi.oglib.ru/bgl/5501/42.html#2">http://www.dobi.oglib.ru/bgl/5501/42.html#2</a>	Интернет (Антиплагиат)	1.32%	1.32%
<input checked="" type="checkbox"/>	[16] Кавитация в лопасть...	<a href="http://studopedia.net/12_67164_kavitatsiya-v-lopastnih-nasos...">http://studopedia.net/12_67164_kavitatsiya-v-lopastnih-nasos...</a>	Интернет (Антиплагиат)	1.28%	1.29%
<input checked="" type="checkbox"/>	[17] Об утверждении Прави...	<a href="http://docs.cntd.ru/document/499095840">http://docs.cntd.ru/document/499095840</a>	Интернет (Антиплагиат)	0%	1.29%
<input checked="" type="checkbox"/>	[18] ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИ...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/23791274">http://online.lexpro.ru/document/23791274</a>	Коллекция юридических документов	0.98%	1.29%
<input checked="" type="checkbox"/>	[19] ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИ...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/1030794">http://online.lexpro.ru/document/1030794</a>	Коллекция юридических документов	0%	1.29%
<input checked="" type="checkbox"/>	[20] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	<a href="http://dobi.oglib.ru/bgl/4638/167.html#1">http://dobi.oglib.ru/bgl/4638/167.html#1</a>	Интернет (Антиплагиат)	0%	1.28%
<input checked="" type="checkbox"/>	[21] Прахов, Иван Викторо...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005400000/rsl01005400...">http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005400000/rsl01005400...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	1.25%
<input checked="" type="checkbox"/>	[22] Источник 22	<a href="http://window.edu.ru/resource/918/21918/files/promtov.pdf">http://window.edu.ru/resource/918/21918/files/promtov.pdf</a>	Интернет (Антиплагиат)	1.04%	1.04%
<input checked="" type="checkbox"/>	[23] Кухленко, Алексей Ан...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003358000/rsl01003358...">http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003358000/rsl01003358...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.1%	0.99%
<input checked="" type="checkbox"/>	[24] Боев, Максим Леонидо...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006751000/rsl01006751...">http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006751000/rsl01006751...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.06%	0.98%
<input checked="" type="checkbox"/>	[25] Жолобова, Галина Ник...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004893000/rsl01004893...">http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004893000/rsl01004893...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.1%	0.97%
<input checked="" type="checkbox"/>	[26] Дуношкин, Иван Игнат...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002853000/rsl01002853...">http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002853000/rsl01002853...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.62%	0.93%



✓ [27] Спизавы, Их применени...	<a href="http://megaobuchalka.ru/9/20342.html">http://megaobuchalka.ru/9/20342.html</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.01%	0.88%
✓ [28] Шабанова, Ирина Алек...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005428000/rsl01005428...">http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005428000/rsl01005428...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.86%
✓ [29] Промтов, Максим Алек...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002612000/rsl01002612...">http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002612000/rsl01002612...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.83%
✓ [30] Сборник научных труд...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=20848538">http://elibrary.ru/item.asp?id=20848538</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.81%
✓ [31] Чикина, Наталья Серг...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004659000/rsl01004659...">http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004659000/rsl01004659...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.77%
✓ [32] Леонтьев, Сергей Але...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005092000/rsl01005092...">http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005092000/rsl01005092...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.09%	0.72%
✓ [33] ИССЛЕДОВАНИЕ И АНАЛИ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=15589064">http://elibrary.ru/item.asp?id=15589064</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.69%
✓ [34] ♦♦♦♦♦♦♦♦ ♦♦♦♦♦ ♦♦♦...	<a href="http://inethub.olvi.net.ua/ftp/library/share/homelib/spec48/...">http://inethub.olvi.net.ua/ftp/library/share/homelib/spec48/...</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.68%	0.68%
✓ [35] Ершов, Максим Анатол...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005390000/rsl01005390...">http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005390000/rsl01005390...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.62%
✓ [36] Источник 36		Цитирования	0.23%	0.59%
✓ [37] РМГ 104-2010: Госуда...	<a href="http://standartgost.ru/g/%D0%A0%D0%9C%D0%93_104-2010">http://standartgost.ru/g/%D0%A0%D0%9C%D0%93_104-2010</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.02%	0.58%
✓ [38] Фазовые превращения ...	<a href="http://usinskuz.ru/biblio/posob/fazovprevr.pdf#10">http://usinskuz.ru/biblio/posob/fazovprevr.pdf#10</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.49%	0.55%
✓ [39] Хамидуллина, Фарид...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01007000000/rsl01007529000/rsl01007529...">http://dlib.rsl.ru/rsl01007000000/rsl01007529000/rsl01007529...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.11%	0.55%
✓ [40] ПРИМЕНЕНИЕ ИОННО-ПЛА...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23159703">http://elibrary.ru/item.asp?id=23159703</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.54%
✓ [41] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/9502307">http://online.lexpro.ru/document/9502307</a>	Коллекция юридических документов	0.35%	0.54%
✓ [42] РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ...		ТюмГУ	0.15%	0.53%
✓ [43] Проект Технического ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=17963552">http://elibrary.ru/item.asp?id=17963552</a>	Научные статьи Elibrary	0.32%	0.53%
✓ [44] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	<a href="http://himi.oglib.ru/bgl/4777/28.html#1">http://himi.oglib.ru/bgl/4777/28.html#1</a>	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.52%
✓ [45] Нугаева, Альфия Нафк...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003310000/rsl01003310...">http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003310000/rsl01003310...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.05%	0.51%
✓ [46] Государственные стан...	<a href="http://www.sciteclibrary.ru/gost/full.html">http://www.sciteclibrary.ru/gost/full.html</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.19%	0.49%
✓ [47] РАСЧЕТЫ И РАЗРАБОТКА...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=17062944">http://elibrary.ru/item.asp?id=17062944</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.48%
✓ [48] Где тепловые гидроли...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=12898516">http://elibrary.ru/item.asp?id=12898516</a>	Научные статьи Elibrary	0.38%	0.47%
✓ [49] Бобров, Евгений Влад...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002976000/rsl01002976...">http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002976000/rsl01002976...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.46%
✓ [50] ekologicheskaya_etik...		ТюмГУ	0%	0.46%
✓ [51] технократия.docx		ТюмГУ	0%	0.46%
✓ [52] 2012 Чебыкина Алекса...		ТюмГУ	0%	0.46%
✓ [53] Червяков, Виктор Мих...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004040000/rsl01004040...">http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004040000/rsl01004040...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.02%	0.44%
✓ [54] Правовое регулирован...		ТюмГУ	0%	0.43%
✓ [55] Экономика предприяти...	<a href="http://diplomba.ru/work/72232#2">http://diplomba.ru/work/72232#2</a>	Интернет (Антиплагиат)	0.32%	0.4%
✓ [56] Березовский, Евгений...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004970000/rsl01004970...">http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004970000/rsl01004970...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.39%
✓ [57] пашина Ноосфера.docx		ТюмГУ	0%	0.39%
✓ [58] Проблема защиты дете...		ТюмГУ	0%	0.39%
✓ [59] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/9761097">http://online.lexpro.ru/document/9761097</a>	Коллекция юридических документов	0.36%	0.36%
✓ [60] ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗО...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=16343831">http://elibrary.ru/item.asp?id=16343831</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.35%
✓ [61] Измерение дебита скв...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=11708530">http://elibrary.ru/item.asp?id=11708530</a>	Научные статьи Elibrary	0.35%	0.35%
✓ [62] НАЛОГОВЫЙ КОДЕКС РОС...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/1021353">http://online.lexpro.ru/document/1021353</a>	Коллекция юридических документов	0.22%	0.32%
✓ [63] Управление социально...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23784962">http://elibrary.ru/item.asp?id=23784962</a>	Научные статьи Elibrary	0.01%	0.3%
✓ [64] Методы и средства из...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=15216213">http://elibrary.ru/item.asp?id=15216213</a>	Научные статьи Elibrary	0.2%	0.3%
✓ [65] Молодые ученые СПбГЭ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23505804">http://elibrary.ru/item.asp?id=23505804</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.29%
✓ [66] О СХЕМАХ ГАЗОСНАБЖЕН...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/20454036">http://online.lexpro.ru/document/20454036</a>	Коллекция юридических документов	0.26%	0.29%
✓ [67] Проблемы геологии и ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=23424550">http://elibrary.ru/item.asp?id=23424550</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.29%
✓ [68] БЕЗРЕАГЕНТНЫЙ МЕТОД ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=16894696">http://elibrary.ru/item.asp?id=16894696</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.28%
✓ [69] БИОЛОГИЯ - НАУКА XXI...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=24689092">http://elibrary.ru/item.asp?id=24689092</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.28%
✓ [70] 2012 петрова.docx		ТюмГУ	0%	0.28%
✓ [71] Административная отв...		ТюмГУ	0%	0.26%
✓ [72] Купцов, Сергей Михай...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005028000/rsl01005028...">http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005028000/rsl01005028...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.08%	0.25%
✓ [73] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/7079170">http://online.lexpro.ru/document/7079170</a>	Коллекция юридических документов	0.02%	0.24%



✓	[74] Окунев, Денис Виктор...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003313000/rsl01003313...">http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003313000/rsl01003313...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.19%
✓	[75] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/9644741">http://online.lexpro.ru/document/9644741</a>	Коллекция юридических документов	0.15%	0.15%
✓	[76] Оптимальный газодина...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=17283530">http://elibrary.ru/item.asp?id=17283530</a>	Научные статьи Elibrary	0.14%	0.14%
✓	[77] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/8668497">http://online.lexpro.ru/document/8668497</a>	Коллекция юридических документов	0.14%	0.14%
✓	[78] МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ НИИ ...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=17691179">http://elibrary.ru/item.asp?id=17691179</a>	Научные статьи Elibrary	0.13%	0.13%
✓	[79] Автореферат		ТюмГУ	0.07%	0.1%
✓	[80] Теляшева, Милаяша Ра...	<a href="http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005410000/rsl01005410...">http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005410000/rsl01005410...</a>	Диссертации и авторефераты РГБ	0.03%	0.09%
✓	[81] СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯ МАС...	<a href="http://elibrary.ru/item.asp?id=18445108">http://elibrary.ru/item.asp?id=18445108</a>	Научные статьи Elibrary	0%	0.09%
✓	[82] ОБ УТВЕРЖДЕНИИ СХЕМЫ...	<a href="http://online.lexpro.ru/document/24189280">http://online.lexpro.ru/document/24189280</a>	Коллекция юридических документов	0%	0.08%

Пересчитать Другое действие Печать

Оригинальные блоки: 59.8%  
 Заимствованные блоки: 34.97%  
 Заимствование из "белых" источников: 5.23%  
 Итоговая оценка оригинальности: **65.03%**